



**Anderson Raniere Sobral da Silva**

**Análise de modos de falha na parede de  
poços de petróleo durante a perfuração.**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para  
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-  
graduação em Engenharia Mecânica, do Departamento  
de Engenharia Mecânica pela PUC-Rio.

Orientador : Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Co-orientador: Prof. Wellington Campos

Rio de Janeiro  
Abril de 2023

**Anderson Raniere Sobral da Silva**

**Análise de modos de falha na parede de  
poços de petróleo durante a perfuração.**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Arthur Martins Barbosa Braga**

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

**Prof. Wellington Campos**

Co-orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

**Prof. Fernando Bastos Fernandes**

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

**Prof. Antonio Claudio Soares**

Departamento de Engenharia – Universidade Federal Fluminense

Rio de Janeiro, 27 de Abril de 2023

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

### **Anderson Raniere Sobral da Silva**

Graduou-se em Engenharia Mecânica pela Universidade Estácio de Sá (2018), possui experiência na indústria, atuando com projetos mecânicos, manutenções preventivas, corretivas e ferramentas de manufatura enxuta.

#### Ficha Catalográfica

Silva, Anderson Raniere Sobral da

Análise de modos de falha na parede de poços de petróleo durante a perfuração. / Anderson Raniere Sobral da Silva; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga; co-orientador: Wellington Campos. – Rio de Janeiro: PUC-Rio, Departamento de Engenharia Mecânica, 2023.

v., 96 f: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Fluido de perfuração,. 3. Pressão ideal,. 4. Janela de estabilidade,. 5. Critério de falha. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Campos, Wellington. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 620.11

Agradeço a Deus, minha esposa, pais e amigos pelo apoio.

## **Agradecimentos**

Agradeço em primeiro lugar ao Deus todo-poderoso, criador dos céus e Terra, que tem sido meu sustento, minha provisão, meu farol e a minha rocha, agradecer também a minha amada esposa que ao longo de todo esse tempo tem sido a minha amiga, parceira, a mulher que nunca deixou de acreditar nos sonhos mesmo quando as circunstâncias e os problemas falaram mais alto, ela sempre esteve ao meu lado auxiliando e sendo meu braço direito em tudo, te amo muito e quero compartilhar toda a minha vida com você e te amar diariamente.

Gostaria de honrar meus pais Edvando Sobral da Silva e Maria Auxiliadora Sobral que foram sustentos e base ao longo da caminhada, mesmo sendo de uma família humilde, os sonhos nunca foram impossíveis, pelo contrário posso olhar para o céu e contemplar a grandeza de um Deus que usa as coisas pequenas e os pequenos para confundir a sabedoria dos grandes, também gostaria de agradecer aos meus irmãos, Ana Paula e Alexandre pessoas maravilhosas que sempre estiveram ao meu lado.

Agradecer aos meus amigos a qual são irmãos para mim, Angelo, Luís Carlos, Renato Henrique e Leonardo Loures por todo o apoio na programação, pessoas que são amigos a qual eu posso confiar independente do momento e do tamanho da dificuldade, amigos que mesmo em tempos difíceis nunca se ausentaram da minha vida, pelo contrário foram pedras fundamentais para meu crescimento, agradecer meu sogro Luis Claudio, minha sogra Alessandra por serem como meus segundos pais e me proporcionar a honra de ter casado com a mulher mais virtuosa que existe.

Toda a gratidão aos meus orientadores, Arthur Braga e Wellington Campos, a qual durante toda essa trajetória foram grandes líderes e mentores o, qual não mediram esforços para que eu pudesse alcançar grandes resultados, gratidão também aos professores, banca examinadores e a PUC Rio pela bolsa de isenção de mensalidades do mestrado, grato pela oportunidade de escrever esse grande marco na minha vida.

Ao CNPq e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

## Resumo

Silva, Anderson Raniere Sobral da; Braga, Arthur Martins Barbosa; Campos, Wellington. **Análise de modos de falha na parede de poços de petróleo durante a perfuração.** . Rio de Janeiro, 2023. 96p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica , Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A perfuração de poços de petróleo envolve diversas fases. Com o avanço da tecnologia é possível explorar em águas ultra profundas com lâmina d'água acima de 1500 metros de profundidade, com isso uma série de medidas precisam ser tomadas para que eventos catastróficos não ocorram durante a perfuração, eventos estes que podem gerar danos irreversíveis ao meio ambiente, multas altíssimas e expor a vida de centenas de pessoas. Dos eventos indesejados durante a perfuração, destacamos as instabilidades nas paredes dos poços, eventos como este podem gerar desmoronamentos devido à baixa pressões internas ou rupturas das paredes dos poços devido altas pressões. Com base nos modos de falha dos poços citados acima, o fluido de perfuração tem o objetivo de manter a pressão ideal no poço, sustentar suas paredes evitando desmoronamento, não somente isto, mas também remover os detritos ou cascalhos das rochas perfuradas, lubrificar e resfriar a broca. O presente trabalho buscou analisar o comportamento da parede dos poços quando submetidos a pressões que geram instabilidades e levam os poços a falhas irreversíveis, o método utilizado para mitigar os riscos foi o critério de falha de Mohr-Coulomb, e o desenvolvimento foi elaborado via métodos numéricos, mais específico em código de programação na linguagem Python, onde foi possível realizar simulações que visavam monitorar a estabilidade dos poços, demonstrando as áreas mais seguras e calculando as tensões atuantes durante a perfuração.

## Palavras-chave

Fluido de perfuração, Pressão ideal, Janela de estabilidade, Critério de falha

## Abstract

Silva, Anderson Raniere Sobral da; Braga, Arthur Martins Bar-bosa (Advisor); Campos, Wellington (Co-Advisor). **Analysis of wellbore failure modes during drilling operations.** . Rio de Janeiro, 2023. 96p. Dissertação de mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica , Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The drilling of oil wells involves several phases. With the advancement of technology it is possible to explore ultra-deepwater with a water depth above 1500 meters deep, and a series of measures need to be taken so that catastrophic events have not occurred during drilling, events that can cause irreversible damage to the environment, very high fines and expose the lives of hundreds of people. Of the external events during drilling, we highlight the instabilities in the walls of the wells, events like this can generate landslides due to low internal pressure or ruptures of the walls of the wells due to high pressure. Based on the failure modes of the wells mentioned above, the drilling fluid has the objective of maintaining the ideal pressure in the well, sustaining its walls avoiding collapse, not only that but also removing the debris or cuttings from the drilled rocks, lubricating and cool the bit. The present work sought to analyze the behavior of the wall of the wells when it patented the pressure that generated instabilities and lead the wells to irreversible failures, the method used to mitigate the risks was the confirmed Mohr-Coulomb failure, and the development was elaborated via methods numerical, more specific in programming code in the Python language, where it was possible to carry out simulations that aimed to monitor the stability of the wells, demonstrating the safest areas and calculating the stresses acting during drilling.

## Keywords

Drilling fluid, Ideal pressure, Stability window, Failure criteria

## Sumário

1	Introdução	16
1.1	Motivação	17
1.2	Objetivo	17
1.3	Estrutura da Dissertação	17
2	Revisão Bibliográfica	19
2.1	Critérios de Falha	19
2.1.1	Critério de Falha de Mohr-Coulomb	20
2.2	Características Geomecânica dos Poços	21
2.3	Pressão de Poros	22
2.4	Propriedades Mecânicas das Rochas Sedimentares	24
2.4.1	Arenito	24
2.4.2	Chalk	25
2.4.3	Folhelhos	25
2.5	Instabilidade dos Poços	26
2.5.1	Causas Contribuintes	26
2.6	Perfuração Underbalanced	28
2.7	Perfuração Overbalanced	28
2.8	Modelo de Tensão utilizado para calcular o comportamento da parede do poço	29
2.8.1	Definição do peso mínimo do fluido de perfuração	30
2.8.2	Critério de Drucker-Prager	30
2.8.3	Critério de Lade modificado	31
3	Fundamentos Teóricos	34
3.1	Parâmetros Geomecânicos da Formação	34
3.2	Resistência a Tração da Formação	35
3.3	Modos de Falha de um Material Frágil	35
3.4	Resistência ao Cisalhamento da Formação	36
3.4.1	Critério de Mohr-Coulomb	36
3.4.2	Tensões Atuantes ao Redor do Poço	38
3.5	Pressão de Poros	41
3.6	Instabilidade do Poço	42
3.7	Equação de Kirsch	45
3.7.1	Método da Tensão Mínima	48
3.7.2	Método das Tensões Tangenciais	49
3.7.3	Tensões e Deformações em Coordenadas Cilíndricas	49
3.8	Equações de Compatibilidade e Equilíbrio	51
3.8.1	Equações físicas	53
3.8.2	Equações de compatibilidade geométricas	54
3.8.3	Equações constitutivas de materiais	54
4	Validação do Modelo Matemático	55
4.1	Modelo Matemático	55

4.2	Análise Dimensional	58
4.2.1	Lista de Variáveis Dependentes e Independentes	58
5	Calibração do método - Relação das equações do modelo com as equações de Kirsch	61
6	Análise dos resultados	64
7	Conclusões e trabalhos futuros	77
7.1	Conclusões	77
7.2	Recomendações para trabalhos futuros	78
A	Programa para cálculo de tensões ao redor do poço	82
A.1	Programa em Python	82

## Lista de figuras

Figura 2.1	Figura editada critério de Mohr-Coulomb (Escobar, 2014)	20
Figura 2.2	Figura editada estimativa do critério de falha a partir dos ciclos de Mohr. (Darvishpour, 2019)	20
Figura 2.3	Figura editada, diagrama esquemático mostrando a influência das pressões e densidades do fluido de perfuração nos tipos de falhas no poço. (Darvishpour, 2019)	22
Figura 2.4	Material rochoso e poroso selado com uma placa rígida. (Aadnoy, 2019)	23
Figura 2.5	Quartzo arenito vermelho cimentado (USP, 2023)	24
Figura 2.6	Resistência dos Chalks (FJAER et al, 2008)	25
Figura 2.7	Resistência dos folhelhos (FJAER et al, 2008)	26
Figura 2.8	Figura editada modos de choques durante a perfuração de poços. (DAS, 2023)	27
Figura 2.9	Envelopes de falha projetados no plano para o Critério de Mohr-Coulomb e Drucker-Prager (YI, et al,2005).	31
Figura 2.10	Figura editada - Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com Critério de Mohr-Coulomb (YI, et al,2005).	32
Figura 2.11	Figura editada - Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com o Critério de Lade modificado (YI, et al,2005).	32
Figura 2.12	Figura editada - Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com o Critério de Drucker-Prager (YI, et al,2005).	33
Figura 3.1	Critério de Mohr-Coulomb no plano $\tau$ - $\sigma$ . Também é ilustrado o círculo de Mohr correspondente a um estado de tensão (DAS, 2023)	37
Figura 3.2	Tipos de instabilidade de poços. Figura extraída de (Guimarães, 2006) e adaptada de (Rodrigues, 2007)	39
Figura 3.3	Figura editada círculo de Mohr e a linha de falha com o efeito do aumento da pressão de poros (FJAER, 2008).	42
Figura 3.4	Perfuração de formações naturalmente fraturadas ou com falhas (PAŠIĆ, 2007)	43
Figura 3.5	Perfuração de formações móveis. (PAŠIĆ, 2007)	44
Figura 3.6	Perfuração de formações não consolidadas. (PAŠIĆ,2007)	45
Figura 3.7	Perfuração de formações provocadas naturalmente sob alta pressão (PAŠIĆ, 2007).	46
Figura 3.8	Figura editada tensão tangencial e radial x distância do poço (Fonseca,2013).	48
Figura 3.9	Tensões e Deslocamentos em Coordenadas Cilíndricas (FJAER et al, 2008)	50
Figura 5.1	Método da sobreposição, figura editada de (Jensen, 2019)	62
Figura 6.1	Fator de profundidade x Fator de peso de lama, $L_a=1000$ e $H=3800$	64
Figura 6.2	Fator de coesão x Fator de peso de lama, $S_0 = 3500$	66

Figura 6.3	Resistência a compressão da rocha, $S_0 = 3500$	69
Figura 6.4	Fator de profundidade x Fator de peso de lama, $La=2000$ e $H=8000$	70
Figura 6.5	Fator de profundidade x Fator de peso de lama, $La=3000$ e $H=8000$	70
Figura 6.6	Fator de coesão x Fator de peso de lama, $S_0 = 1000$	71
Figura 6.7	Fator de coesão x Fator de peso de lama, $S_0 = 2000$	72
Figura 6.8	Fator de coesão x Fator de peso de lama, $S_0 = 5000$	73
Figura 6.9	Fator de coesão x Fator de peso de lama, $S_0 = 7000$	73
Figura 6.10	Resistência a compressão da rocha, $C_0 = 1000$	74
Figura 6.11	Resistência a compressão da rocha, $C_0 = 2000$	75
Figura 6.12	Resistência a compressão da rocha, $C_0 = 5000$	76
Figura 6.13	Resistência a compressão da rocha, $C_0 = 7000$	76

## Lista de tabelas

Tabela 3.1	Critério de Mohr-Coulomb para Tensões de Cisalhamento	40
Tabela 3.2	Critério de Mohr Coulomb para Fraturamento Hidráulico	40
Tabela 3.3	Causas de Instabilidades de Poços	43
Tabela 4.1	Análise dimensional	59
Tabela 4.2	Análise dimensional	59
Tabela 4.3	Análise dimensional	59

## **Lista de Nomenclaturas**

$P_p$  – Pressão de poros, [kPa]  
HPHT – Alta pressão e alta temperatura,  
NPT – Non production time,  
WOB – Weight on bit,  
BHA – Bottom hole assembly,  
RPM – Rotação por minuto,  
MWD – Measurement While Drilling,  
LWD – Logging While Drilling,  
UBD – Under balanced Drilling.  
UCS – Resistência a pressão Uniaxial  
 $d$  –Densidade, adimensional (sem unidade de medida)  
 $m$  –Massa, [m]  
MPD -Managed Presure Drilling  
 $\phi$  – Coesão dos grãos, [kPa]  
 $S_0$  – Porosidade inicial da rocha na superfície ou fundo do mar [adm]  
 $H$  – Profundidade total, [m]  
 $L_a$  –Profundidade da lâmina d'água, [m]  
 $\rho_1$  – Massa específica da lama, [kg/m<sup>3</sup>]  
 $\rho_{sw}$  – Massa específica da água do mar, [kg/m<sup>3</sup>]  
 $\rho_g$  – Massa específica da água do grão, [kg/m<sup>3</sup>]  
 $g$  - Gravidade, [m/s<sup>2</sup>]  
 $C_0$  – Resistência a compressão (kPa)  
 $T_0$  – Resistência a tração (kPa)  
 $E$  – Módulo de elasticidade (GPa)  
 $G$  – Parâmetro elástico de Lamé  
 $P_H$  – Pressão hidrostática, [kPa]  
 $P_{Hmud}$  – Pressão hidrostática do fluido de perfuração [kPa]  
PTF – Pressão total do fundo do poço, [kPa]  
 $R_w$  – Raio do poço, [m]  
 $R_0$  – Raio em uma posição genérica, [m]  
 $\alpha$  – Constante de Biot,

$T$  – Tempo, [s]

$V$  – Volume, [m<sup>3</sup>]

$a$  – Aceleração, [m/s<sup>2</sup>]

$f_p$  – *Fator de profundidade da lâmina d'água*

$f_{pl}$  – *Fator de peso específico da lama*

$f_{rcl}$  – *Fator de resistência a compressão*

$f_{cl}$  – *Fator de coesão*

**Albert Einstein**, *Procure ser um homem de valor, em vez de ser um  
homem de sucesso..*

# 1

## Introdução

Em 2006 ocorreu um grande marco na história da indústria óleo e gás. Foi descoberto o pré-sal brasileiro, onde os desafios em perfurar em águas ultraprofundas eram imensos. As grandes empresas esbarravam nas dificuldades relacionadas a complexidade da geologia, profundidade, espessura das formações e principalmente da camada de sal, comportamento mecânico do solo, entre outros (Bastos et al, 2021).

Tendo como característica primária, as formações do pré-sal possuem propriedades de alta permeabilidade e porosidade, o que dificultava a exploração nestas áreas (Bastos et al, 2021). Em muitas formações foram encontradas buracos imensos, o que era comum ocorrer a migração do fluido do poço para a formação e conseqüentemente uma queda brusca da pressão hidrostática no poço e, assim, ocorre uma redução da confiabilidade na barreira de segurança primária, ou seja, o fluido de perfuração. Este rompimento desta barreira é causado pela perda do fluido de circulação, ocasionando o dano à formação, o que reduz de forma local a permeabilidade, prejudicando a produtividade do reservatório (Bastos et al, 2021).

Esta dissertação visa detalhar o comportamento da parede dos poços, quando submetidos a altas pressões, o que pode causar instabilidades, fraturas da formação, perda de fluido para o meio poroso, problemas técnicos operacionais durante a perfuração devido a fatores físicos e mecânicos.

Quando estes parâmetros não são controlados, podem acarretar severos danos e perdas financeiras significativas. A falha por fraturamento hidráulico é a fratura que ocorre na formação devido ao alto peso do fluido de perfuração. Esta falha é muito comum devido à alta tensão aplicada sobre a rocha, e desconhecimento por parte da equipe operacional dos parâmetros geomecânicos das formações.

Será utilizado simulações matemáticas em linguagem Python para examinar o comportamento de cada variável, o critério de falha adotado neste trabalho será o critério de Mohr-Coulomb, onde será possível determinar as fronteiras aceitáveis, bem como estabelecer o peso de fluido adequado. Uma análise dimensional do comportamento da parede dos poços visa avaliar os modos de falhas. será detalhado nos resultados desta pesquisa que a variação

trabalho será o critério de Mohr-Coulomb, onde será possível determinar as fronteiras aceitáveis, bem como estabelecer o peso de fluido adequado. Uma análise dimensional do comportamento da parede dos poços visa avaliar os modos de falhas. Será detalhado nos resultados desta pesquisa que a variação da pressão hidrostática influenciará de forma direta nos modos de falha, podendo ocasionar fraturas por cisalhamento e hidráulicas. Por fim, será definido as fronteiras de segurança e a identificação das variáveis de maior relevância durante a perfuração.

## 1.1

### Motivação

Esta dissertação visa abordar e detalhar o comportamento da parede dos poços, contribuir para mitigação de falhas, aprofundar o estudo sobre o critério de Mohr-Coulomb e detalhar as fronteiras, no que tange as regiões de fraturamento hidráulico, cisalhamento, bem como a região de estabilidade.

## 1.2

### Objetivo

O objetivo deste trabalho é realizar simulações em programação Python que visa mapear as janelas operacionais, analisar as causas de instabilidades, tais como problemas de desmoronamento e/ou fratura hidráulica da parede do poço e os respectivos tipos de problemas relacionado a integridade do poço durante a perfuração.

O intuito é fornecer dados para que se conheça a lógica por trás dos problemas de instabilidades. Os estudos foram conduzidos por simulações computacionais e conforme os dados de entrada do usuário são inseridos, é possível monitorar o peso do fluido de perfuração adequado para cada poço, avaliar a influência da pressão de poros, a profundidade da lâmina d'água mais segura para realizar a perfuração, quais níveis de pressão que o poço está submetido, definição da janela inferior e superior e monitorar as tensões principais.

## 1.3

### Estrutura da Dissertação

A dissertação está dividida em 6 capítulos.

No capítulo 1 será realizado uma introdução da pesquisa científica.

No capítulo 2 será realizado uma revisão bibliográfica baseada em artigos, livros e pesquisas acadêmicas.

No capítulo 3 será abordado os fundamentos teóricos.

No capítulo 4 será abordado a Validação do modelo Matemático e o método de adimensionalização das variáveis.

No capítulo 5 será abordado a Calibração do método - Relação das equações do modelo com as equações de Kirsch.

No capítulo 6 serão apresentados os resultados das simulações computacionais e discussão dos resultados.

No capítulo 7 serão citados as conclusões obtidas durante a pesquisa e sugestões para futuros trabalhos.

## 2

## Revisão Bibliográfica

### 2.1

#### Critérios de Falha

A integridade do poço é um fator-chave na manutenção das operações offshore. Atrasos e acidentes são caros e afetam diretamente os cronogramas de perfuração, manter a estabilidade do poço é uma tarefa importante para as companhias de petróleo. A análise do comportamento do poço é uma etapa essencial e se encaixa no planejamento de viabilidade da perfuração. Dois problemas podem surgir durante o processo de perfuração, o primeiro é que o poço pode ser fraturado hidráulicamente, quando ocorre um excesso do peso do fluido e o segundo que é a falha por cisalhamento, que está associado ao baixo peso de fluido (Gholami, et al, 2014).

Estes tipos de problemas geram operações de alargamento, aprisionamento de ferramentas e perda de circulação do fluido, uma vez que pode ocorrer uma fratura hidráulica na parede do poço e a perda de circulação para a formação. Sendo assim é utilizado como base um modelo matemático para prevenir problemas dessa magnitude, encontrando o peso ideal do fluido de perfuração considerando algumas variáveis, são eles: a porosidade, coeficiente de resistência da rocha, coesão e ângulo de atrito (Gholami, et al, 2014).

Os problemas relacionados a instabilidades tendem a serem mapeados quando realizamos uma análise linear elástica, este pré-requisito é essencial e muito importante para definição do peso do fluido necessário para evitar a instabilidade do poço. No entanto, não há uma escolha clara de qual critério de falha compressiva usar na análise, existem diversos modelos que podem contribuir para o problema encontrado (McLean et al, 1990), os mais conhecidos são, Mohr-Coulomb que será aplicado nesta pesquisa, Hoek-Brown e Drucker-Prager. Cada um com as suas particularidades, um ponto que vale destaque é que o critério de falha de Mohr-Coulomb despreza a tensão intermediária, considerando apenas a maior  $\sigma_1$  e a menor  $\sigma_3$ . (Gholami et al, 2014)

### 2.1.1

#### Critério de Falha de Mohr-Coulomb

O critério de resistência de Mohr-Coulomb descreve a falha da rocha em diferentes pressões de confinamento, quando ocorre uma combinação de  $\sigma_1$  e  $\sigma_3$ , e esse par de tensão excede o limite e tangencia o envelope de falha, a qual é a linha que corta o eixo da ordenada, ocorre a falha do poço (Escobar et al, 2014). A figura 2.1 representa o critério de Mohr-Coulomb e as faixas seguras das faixas não seguras, onde  $S_0$  é a coesão,  $\sigma_1$  e  $\sigma_3$  a maior e menor tensão respectivamente e  $\phi$  é o ângulo de atrito interno (Escobar et al, 2014).

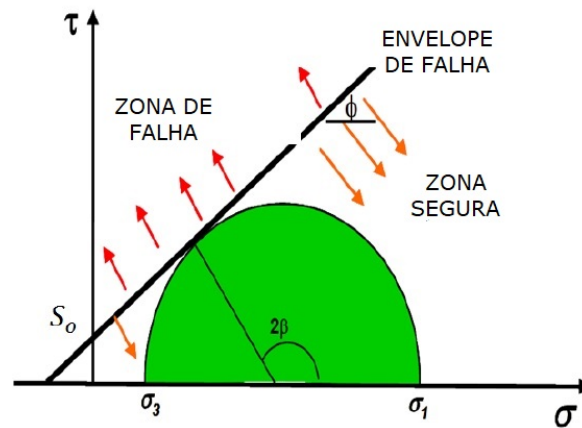


Figura 2.1: Figura editada critério de Mohr-Coulomb (Escobar, 2014)

Na figura 2.2 é ilustrado a estimativa do critério de falha de Mohr-Coulomb, é apresentado os círculos de Mohr e o envelope de falha. Quando  $\sigma_1$  e  $\sigma_3$  fazem o arco e esse par de tensões tangenciam o envelope de falha, automaticamente o poço entra em falha, ou seja, a região segura é abaixo do envelope.

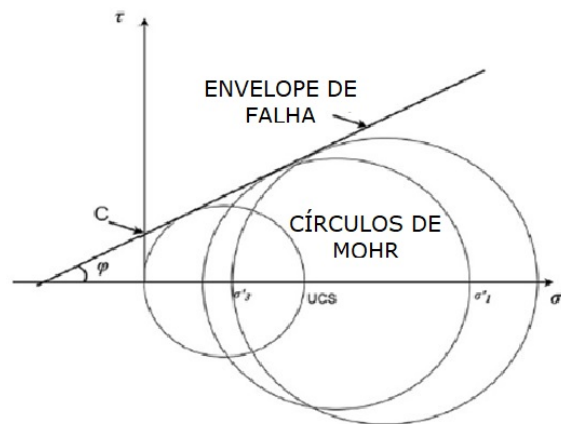


Figura 2.2: Figura editada estimativa do critério de falha a partir dos ciclos de Mohr. (Darvishpour, 2019)

Porém, diversos trabalhos tem posicionamentos diferentes quanto ao critério de falha de Mohr-Coulomb (Gholami et al, 2014), o critério de resistência de Mohr-Coulomb é o critério triaxial mais utilizado para determinar a resistência das rochas. Este critério tem duas limitações principais: (I) ignora a não linearidade do comportamento da resistência e (II) o efeito da tensão principal intermediária não é considerado em sua forma convencional (Gholami et al, 2014).

Assim, o critério superestima a pressão mínima do fluido por negligenciar o efeito da tensão principal intermediária (McLean, 1990). Em 1992 (Vernik et al, 1992) descobriu que o critério de Mohr-Coulomb não é capaz de fornecer resultados realistas para relacionar a dimensão de rompimento do poço com as tensões in situ em rochas cristalinas. Em 1994 (Zhou, 1994) constatou que o critério de Mohr-Coulomb prevê rupturas maiores por ignorar o efeito de tensão principal intermediário. (Song e Haimson, 1997) concluíram que o critério de Mohr-Coulomb é inadequado na previsão do peso de fluido de perfuração mínimo para estabilizar. (Ewy, 1999) concluiu que o critério de Mohr-Coulomb é muito conservador na previsão da pressão mínima do fluido necessário para estabilizar o poço.

## 2.2

### Características Geomecânica dos Poços

Grande parte dos problemas durante a fase de perfuração está relacionada com as propriedades do fluido de perfuração, com destaque para a densidade. Para controlar a densidade do fluido e consequentemente estabilizar a pressão hidráulica do poço, é utilizado a baritina, minério este amplamente usado nos fluidos de perfuração (Darvishpour et al, 2019).

A barita é um minério de sulfato de bário, a origem do seu nome é grego e significa (pesado). Não somente a densidade é uma variável de destaque na geomecânica do poço, existem outros pontos que fazem a diferença, são eles; Resultados de testes de laboratório e relatórios de perfuração que são utilizados para descobrir as características geomecânicas das formações perfuradas. (Darvishpour et al, 2019).

As propriedades elásticas, as características de resistência da rocha, as tensões in situ e as pressões dos poros são as características geomecânicas mais importantes a serem medidas ou calculadas. A figura 2.3 representa o diagrama esquemático mostrando a influência das pressões do fluido sobre a formação e os respectivos modos de falha, que são oriundos da variação do peso do fluido. Quando ocorre um baixo peso na coluna hidrostática do poço, a falha por colapso acontece, porém o excesso do peso do fluido causa fraturamento

hidráulico (Darvishpour et al, 2019).

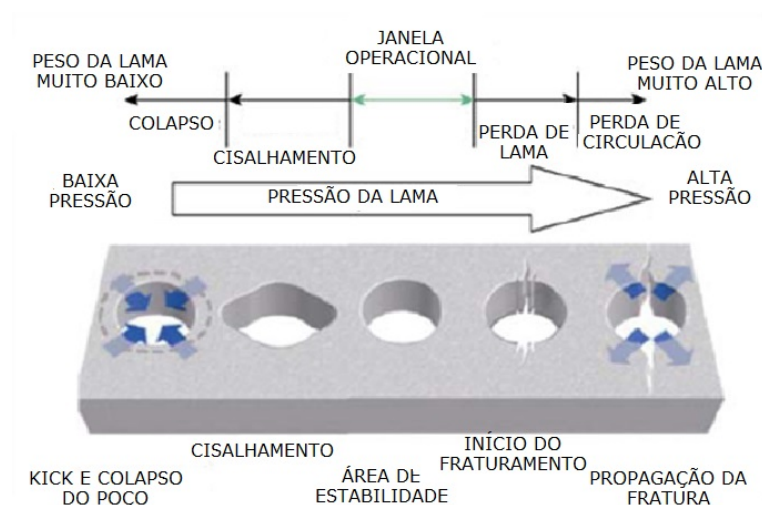


Figura 2.3: Figura editada, diagrama esquemático mostrando a influência das pressões e densidades do fluido de perfuração nos tipos de falhas no poço. (Darvishpour, 2019)

## 2.3

### Pressão de Poros

As rochas são constituídas por diversos grãos que apresentam inúmeros tamanhos e formas, cada um com a sua singularidade. As características das rochas podem não ser homogêneas, ou seja, variam de propriedades e composição de um ponto ao outro, e também as propriedades físicas podem variar segundo a direção, ou seja, podem ser anisotrópicas. Os critérios de falha são gerados com base na tensão tomada pela rocha, ou seja, (tensão efetiva), e não pela carga total de sobrecarga. As tensões que atuam na formação são absorvidas e divididas pelos grãos, outra parcela é absorvida pelo fluido (Aadnoy; Loyeh, 2019).

A definição para a pressão de poros da formação é a pressão exercida pelo fluido contido nos poros da rocha, parte da tensão de sobrecarga ou overburden ( $\sigma_v$ ) é absorvida pelo líquido contido nos poros, outra parte é absorvida pelos grãos. A pressão de poros normal fica em torno de 0,465 psi/ft, valores acima é classificado como sobrepressão. (Aadnoy; Loyeh, 2019).

A pressão de poros pode ser classificada de duas formas, a primeira é quando ocorre uma igualdade da pressão da formação e da pressão da coluna do poço, quando isto ocorre o nome que se dá é hidropressão, a segunda forma é quando a pressão de poros é anormal, ou seja, os valores ficam acima da pressão hidrostática, normalmente geram problemas graves para a operação.

Na figura 2.4 é possível visualizar um material rochoso sob uma placa rígida, o que representa um grão de uma rocha, a pressão de poros é de grão para grão e a pressão contida entre os grãos alivia parte da carga de sobrecarga (Aadnoy; Loyeh, 2019).

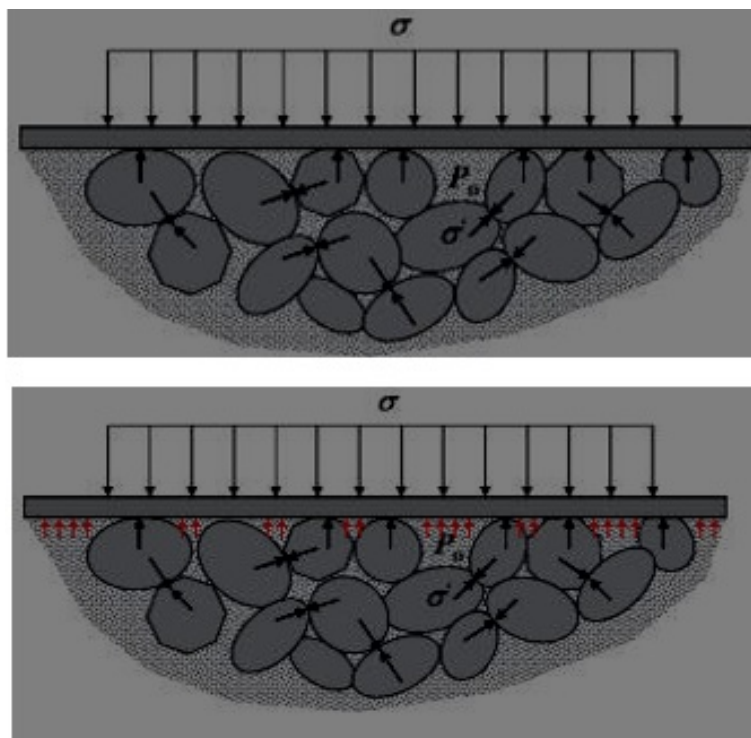


Figura 2.4: Material rochoso e poroso selado com uma placa rígida. (Aadnoy, 2019)

A presença de um regime de PP heterogêneo no mesmo poço (ou seja, zonas de sobrepressão, zonas PP normais e reservatórios esgotados), ao longo da trajetória do poço pode resultar em altos riscos de perfuração, colapso do poço e perdas de fluido de perfuração para a formação. Os poços que são considerados high pressure and high temperature (HPHT) são complexos de serem perfurados. Isto porque o poço está exposto a altas pressões e altas temperaturas e isto podem ocorrer simultaneamente e consequentemente elevar os riscos. As ferramentas de perfuração, os parâmetros de cimento e fluido precisam ser bem controlados para que a perfuração seja realizada em segurança (Radwan, 2022).

Em adicional, mais problemas de instabilidade podem ser detectados no caso de poços alta pressão e alta temperatura (HPHT), como a falha do poço por colapso. É uma variável que depende do tempo e pode ocorrer antes ou depois da falha da rocha, o cálculo analítico do gradiente de pressão é fundamental durante a fase de planejamento de perfuração (Radwan, 2022).

A perfuração de sedimentos sobrepressurizados requer alta densidade do

fluido, ou seja, é necessário perfurar com um fluido pesado, de modo que a pressão hidráulica do poço seja suficiente para igualar a pressão do reservatório. Porém, ocorre uma mudança com o tempo, enquanto os reservatórios estão esgotados ou esgotando é necessário ocorrer mudanças na densidade do fluido de modo a operar com pressões relativamente baixas (Radwan, 2022).

## 2.4

### Propriedades Mecânicas das Rochas Sedimentares

O conhecimento do comportamento e a análise abrangente da resistência das rochas e das características geomecânicas, são cruciais na perfuração offshore. O objetivo é maximizar o desempenho do poço, manter a estabilidade, segurança da operação e mitigar os riscos (Miah et al, 2020).

A principal diferença entre as rochas sedimentares arenito, giz e xisto são os grãos (poros), eles variam de tamanho de 0.1mm a 1mm, este comportamento afeta as propriedades petrofísicas, como a permeabilidade e têm grande efeito no comportamento mecânico, especialmente em fenômenos dependentes do tempo (FJAER et al, 2008).

#### 2.4.1

##### Arenito

O Arenito é uma rocha sedimentar clástica, é constituída por fragmentos de quartzo que é um mineral muito resistente a abrasão (desgaste físico) quanto a processos químicos, feldspato e mica, bem como da deposição de areias que, após um processo de compactação e cimentação, se transformam em rochas, a figura 2.5 ilustra bem as cores e a característica desta rocha (FJAER et al, 2008).



Figura 2.5: Quartzo arenito vermelho cimentado (USP, 2023)

As cores são relacionadas ao tipo de cimento, sendo muito comum o cimento ferruginoso, que dá a característica cor vermelha à rocha ou alaranjada, conforme a quantidade de óxido de ferro.

Os arenitos são muito porosos e quando em profundidades são bons armazenadores de água e petróleo. Usa-se o termo arenito de forma geral, mas é constituído essencialmente por grãos de quartzo, o correto é denominá-lo de quartzo-arenito (FJAER et al, 2008).

### 2.4.2 Chalk

A rocha sedimentar porosa (Chalk), o mineral que predomina é a calcita, que possui um módulo de resistência que pode alcançar até 74 GPa e um cisalhamento com módulo de 27,5 GPa, além da calcita os chalks contêm sílica e minerais de argila.

A porosidade do chalk pode chegar a 70%, em áreas normalmente pressionadas, a porosidade do chalk é geralmente inferior a 10% em profundidades superiores a 2000 m. No entanto, nos reservatórios do Mar do Norte, porosidades de chalk variou de 15 a 50% em profundidades de 2.500 a 3.500 m por motivos de sobrepressão na formação, esses reservatórios também são fraturados naturalmente, levando a permeabilidades de alta escala de reservatório na faixa de 100 miliDarcy (FJAER et al, 2008).

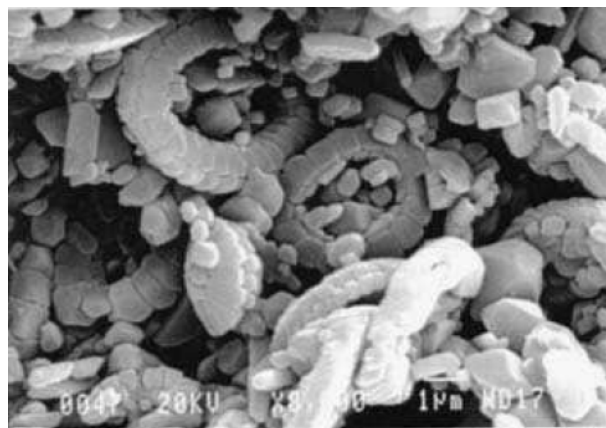


Figura 2.6: Resistência dos Chalks (FJAER et al, 2008)

### 2.4.3 Folhelhos

Folhelho é um argilito que apresenta camadas finas, uma sobreposta a outra, dando uma impressão de lâminas muito finas, que representa como folhas sobre a outra. Geralmente apresentam abundância de matéria orgânica

e fósseis (USP,2023). A alta concentração de matéria orgânica, faz com que seja considerado uma grande rocha geradora de petróleo e gás, o módulo de resistência dessa rocha varia de 5 a 25 GPa e o módulo de cisalhamento tem uma variação de 4 a 10 GPa, a figura 2.7 é possível identificar as camadas que se sobrepõem umas sobre as outras (FJAER et al, 2008).



Figura 2.7: Resistência dos folhelhos (FJAER et al, 2008)

## 2.5

### Instabilidade dos Poços

O presente tópico visa expor algumas causas contribuintes para ocorrência de instabilidades da parede do poço. Estimam-se que a cada ano a indústria do petróleo investe cerca de 6 bilhões de dólares na mitigação de problemas de instabilidades, isto corresponde por quase metade do NPT relacionado à perfuração (Albahrani et al, 2023).

#### 2.5.1

##### Causas Contribuintes

Existem três razões para ocorrer a instabilidade dos poços e elas podem ser classificadas em três grupos: 1) As interações físico-químico entre a formação rochosa do poço e o fluido de perfuração (especialmente em folhelhos), 2) Fugas acionadas mecanicamente resultantes da influência de in-situ no poço aberto e 3) Fatores mecânicos (impactos no poço devido a choques da coluna de perfuração e a falhas pré-existentes na formação) (Albahrani et al, 2023).

Grande parte dos pesquisadores concorda que a maioria dos problemas de instabilidades são oriundos de fatores físico-químicos, físico-mecânico e o contato propriamente do fluido com o poço (Albahrani et al, 2023), porém

(Dong; Chen, 2016) e (Khaled;Shokir, 2017) contabilizou que 25% dos NPT são causados por problemas de vibração da coluna de perfuração. Estes eventos estão associados a rotações da coluna mais alta, WOB peso excessivo na broca e no BHA (conjunto do orifício inferior). Isto pode causar maior agitação da rocha da parede do poço, o que pode resultar em danos à formação (Dong; Chen, 2016).

Os estabilizadores são utilizados no colar de perfuração para atenuar o comprimento efetivo e, assim, diminuir vibrações e instabilidades. Um RPM alto aumenta a taxa de penetração; no entanto, também pode levar a vibração de amplitude significativa e instabilidade. A parte inferior da coluna de perfuração, a composição de fundo pode consistir em muitos elementos que incluem o colar de perfuração, estabilizadores e bombas de lama. O BHA fornece a força compressiva necessária à broca para perfurar as formações. O BHA desempenha um papel significativo em ditar o comportamento vibratório da coluna de perfuração (Darvishpour et al, 2019)

A figura 2.8 ilustra modos de choques que podem ocorrer durante a perfuração de poços, podem ocorrer durante a perfuração devido à vibração ou impacto do drill pipe e/ou BHA (Bottom hole assembly), fatores como o RPM (rotações por minuto) podem comprometer a integridade da parede do poço e provocar danos estruturais (Darvishpour et al, 2019).

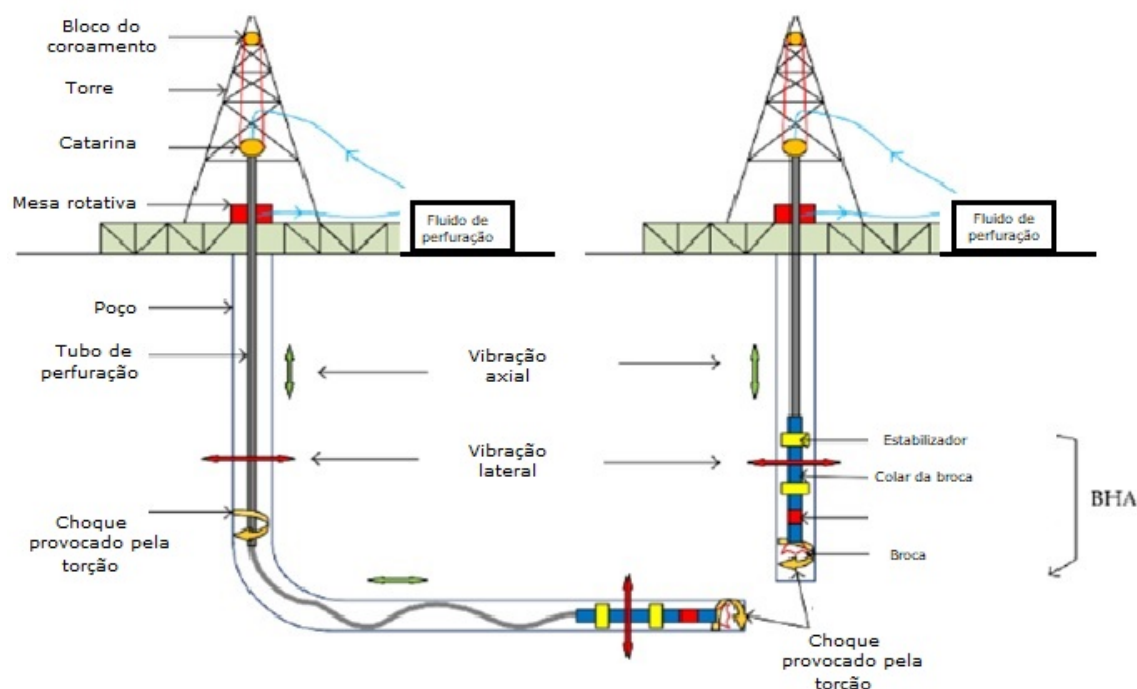


Figura 2.8: Figura editada modos de choques durante a perfuração de poços. (DAS, 2023)

## 2.6

### Perfuração Underbalanced

A perfuração sub-balanceada possui uma grande diferença quando comparada a perfuração convencional. Na perfuração convencional o objetivo é garantir que o reservatório não flua, no caso da Underbalanced Drilling, o objetivo é fazer com que ocorra fluxo constante do reservatório durante a operação (Basseto, 2002).

A perfuração Underbalanced Drilling atinge uma pressão menor no fundo do poço, quando comparado com a pressão do reservatório. Ao contrário da perfuração convencional que atinge valores maiores, como resultado desta perfuração Underbalanced Drilling, ao atingir a formação de zona permeável, o fluido escoar para dentro do poço, diminuindo os danos ao reservatório, danos estes provocados pelo fluido de perfuração, é possível concluir que é um processo mais natural na perfuração (Basseto, 2002).

A aplicação de perfuração Underbalanced Drilling ou flowdrilling, como também é algumas vezes referida, possui algumas vantagens em relação à perfuração convencional, são elas: Aumento da vida da broca e da taxa de penetração e diminuição dos danos provocados pelo fluido de perfuração na formação. Uma vez que é uma perfuração mais natural, minimiza a perda de circulação porque a pressão no fundo do poço é inferior à formação, então não ocorre o risco de gerar uma fratura na parede do poço, antecipação da produção, melhor avaliação da formação e redução da necessidade de estimulação, provenientes do escoamento contínuo do reservatório, diminuição dos problemas de fixação da coluna de perfuração e benefícios ambientais devido (Basseto, 2002).

Por outro lado, possuem alguns riscos, tais como: riscos de incêndio, instabilidades do poço e excessiva produção. O uso desta técnica Underbalanced Drilling necessita de monitoramento constante, tais como: Monitoramento da pressão no fundo do poço e indícios de influxo no reservatório, requerendo meios de controle mais aprimorados, sensíveis e capazes de identificar qualquer desvio. Essas ferramentas computacionais precisam conseguir identificar essas condições de risco e trabalhar em paralelo a um sistema de circulação de alta confiabilidade, fatores indispensáveis na aplicação da perfuração sub-balanceada, sobretudo em meio marítimo (Basseto, 2002).

## 2.7

### Perfuração Overbalanced

A perfuração overbalanced é a técnica mais utilizada na perfuração de poços. A pressão do fundo do poço é superior à pressão da formação, devido

este diferencial de pressão os fluidos contidos nos poros da formação ficam retidos, pois a pressão exercida pela coluna é maior que a pressão da formação, entretanto, a pressão de overbalanced afeta o desempenho da operação, os problemas mais relacionados a este tipo de perfuração são: desgaste da broca, taxa de penetração, fraturas da formação, perda de fluido para a formação (Basseto, 2002).

## 2.8

### Modelo de Tensão utilizado para calcular o comportamento da parede do poço

(YI X et al,2005) utilizou um modelo de tensão para calcular os efeitos da resistência da rocha e estabelecer as tensões atuantes ao redor do poço, com isto é possível determinar o peso mínimo do fluido de perfuração, (Tiwari e Huerta, 2021) relata em sua pesquisa que a componente chave do estudo de poços de petróleo para um modelo geomecânico é concentrado na tensão ao redor do poço, onde fica concentrado a maior parte das tensões. A possibilidade de falha no poço não é apenas o modelo de tensão é:

$$\sigma'_r = \frac{\sigma_{bxx} + \sigma_{byy}}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_{bxx} - \sigma_{byy}}{2} \left(1 - 4\frac{R_w^2}{r^2} + 3\frac{R_w^4}{r^4}\right) \cos(2\theta) + \tau_{bxy} \quad (2-1)$$

$$1 - 4\frac{R_w^2}{r^2} + 3\frac{R_w^4}{r^4} \sin(2\theta) + P_{wb} \frac{R_w^2}{r^2} + 3\frac{R_w^4}{r^2} - \alpha_b p$$

$$\sigma'_\theta = \frac{\sigma_{bxx} + \sigma_{byy}}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_{bxx} - \sigma_{byy}}{2} \left(1 + 3\frac{R_w^4}{r^4}\right) \cos(2\theta) - \tau_{bxy} \left(1 + 3\frac{R_w^4}{r^4}\right) \quad (2-2)$$

$$\sin(2\theta) - P_{wb} \frac{R_w^2}{r^2} - \alpha_b p$$

$$\sigma'_z = \sigma_{bzz} - \nu \left[ 2(\sigma_{bxx} - \sigma_{byy}) \frac{R_w^2}{r^2} \cos(2\theta) + 4\tau_{bxy} \frac{R_w^2}{r^2} \sin(2\theta) \right] - \alpha_b p \quad (2-3)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{\sigma_{bxx} - \sigma_{byy}}{2} \left(1 + 2\frac{R_w^2}{r^2} - 3\frac{R_w^4}{r^4} \sin(2\theta) + \tau_{bxy} \left(1 + 2\frac{R_w^2}{r^2} - 3\frac{R_w^4}{r^4}\right) \cos(2\theta) \right) \quad (2-4)$$

$$\tau_{\theta z} = (-\tau_{bzx} \sin\theta + \tau_{byz} \cos\theta) \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) \quad (2-5)$$

$$\tau_{rz} = (-\tau_{bzx} \cos\theta + \tau_{byz} \sin\theta) \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) \quad (2-6)$$

Onde,  $\sigma_{bxx}$ ,  $\sigma_{byy}$ ,  $\sigma_{bzz}$ ,  $\sigma_{bxy}$ ,  $\sigma_{byz}$ ,  $\sigma_{bxz}$  são as componentes de tensões longe do poço.  $P_{wb}$  é a pressão do fluido de perfuração e  $p$  é a pressão de poros,  $\alpha_b$  é a constante de Biot,  $\nu$  é o módulo de Poisson.  $R_w$  é o radio do poço e  $\theta$  é o ângulo da coordenada x no sentido anti horário (YI X et al,2005).

### 2.8.1

#### Definição do peso mínimo do fluido de perfuração

Segundo (YI, et al,2005), para definição do peso mínimo do fluido de perfuração, utiliza-se a combinação do critério de resistência da rocha e o modelo de tensão poroelástica linear. Esta combinação resulta na determinação do peso específico mínimo do fluido para tornar a pressão do poço estável. Sendo assim, o critério de resistência da rocha é fundamental na previsão de estabilidade do poço e principalmente na definição do peso específico do fluido. Ainda segundo (YI, et al,2005) existem diversos padrões de resistência de rocha na literatura. Como é bem conhecido, todos esses critérios se enquadram em duas categorias: O primeiro são os critérios que dependem de alguma maneira da tensão principal intermediária (dependente de  $\sigma_2$ ) e critérios independentes da tensão principal intermediária ( $\sigma_2$ ). Para determinar se uma falha rochosa específica é dependente de  $\sigma_2$  ou independente de  $\sigma_2$ , é necessário o teste de resistência multiaxial da rocha (YI, et al,2005).

Para manter a perfuração estável, é essencial manter a pressão estática do poço dentro de um limite, esta manutenção da pressão respeitando os limites mínimo e máximo, evita que ocorra uma falha na parede do poço. Segundo (YI, et al,2005) ao aplicar um peso de fluido maior, reduz a taxa de penetração e eleva a probabilidade de dano, podendo gerar fraturas e migração de fluido para a formação. Ainda segundo (YI, et al,2005) os critérios de falha são triviais para determinação da pressão mínima do poço, Drucker-Prager e Mohr-Coulomb por exemplo podem realizar previsões e determinar limites diferentes mínimos diferentes.

Conforme equação 3-10, o critério de Mohr-Coulomb pode se escrito em função das tensões principais, a falha em função de F ocorre quando o valor de F for menor que 0.

### 2.8.2

#### Critério de Drucker-Prager

O critério de Drucker-Prager pode ser escrito da seguinte forma (YI, et al,2005):

$$\alpha I_1 + k = \sqrt{J_2} \quad (2-7)$$

Onde,  $I_1$  é igual a  $\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$ . A equação 2.7 é o primeiro invariante do tensor de tensão (YI, et al,2005). Em 1952 Drucker Prager revisaram a função que determina a superfície de escoamento:

$$J_2 = \frac{1}{6}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2] \quad (2-8)$$

E a equação 2.8 é o segundo invariante do tensor de tensão (YI, et al,2005).

A falha ocorre quando  $F$  (equação 2.9) for menor ou igual a 0 (YI, et al,2005).

$$F = \alpha I_1 + K - \sqrt{J_2} \quad (2-9)$$

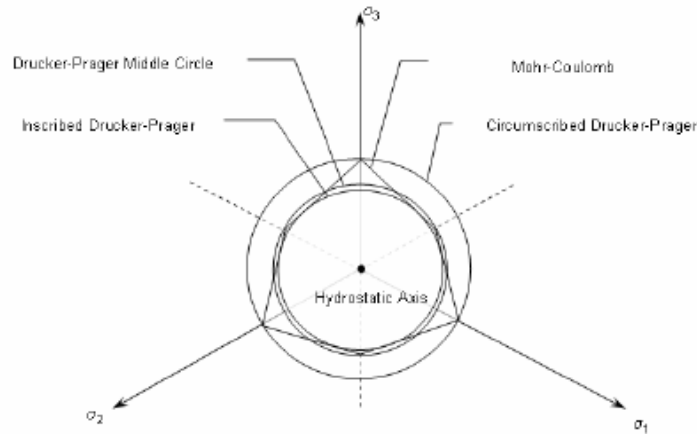


Figura 2.9: Envelopes de falha projetados no plano  $\sigma_1$ - $\sigma_2$  para o Critério de Mohr-Coulomb e Drucker-Prager (YI, et al,2005).

### 2.8.3

#### Critério de Lade modificado

Segundo (YI, et al,2005), o critério de Lade modificado foi proposto por Ewy baseado no critério de Lade. O critério pode ser escrito da seguinte maneira:

$$\frac{I_1''^3}{I_3''^3} = 27 + \eta \quad (2-10)$$

Onde,

$$I_1'' = (\sigma_1 + S_1) + (\sigma_2 + S_2) + (\sigma_3 + S_1)$$

$$I_3'' = (\sigma_1 + S_1)(\sigma_2 + S_2)(\sigma_3 + S_1)$$

$$S_1 = \frac{S_0}{\tan \phi_f}$$

$$\text{e } \eta = \frac{4 \tan^2 \phi_f (9 - 7 \sin \phi_f)}{1 - \sin \phi_f}$$

A falha ocorre se  $F \leq 0$ .

$$F = 27 + \eta - \frac{I_1''^3}{I_3''^3}$$

Nas figuras 2.10, 2.11 e 2.12 é possível observar a diferença entre os critérios. No critério de Mohr-Coulomb destacam-se os cantos são vivos e agudos (figura 2.10), já no modelo de Drucker-Prager a função é modificada

(figura 2.11), percebe-se que a superfície de Drucker-Prager é mais suavizada e traz um modelo de um cone cilíndrico.

Segundo o estudo de (YI, et al,2005), foram realizadas simulações para comparar os critérios de falha. Na figura 2.11 os contornos do critério de Mohr-Coulomb foram plotados. Ainda segundo (YI, et al,2005), é possível visualizar que ocorre uma maior pressão aplicada na parede do poço quando utilizado o critério de Mohr-Coulomb, quando comparado com a figura 2.12 e 2.13, é perceptível que o critério de Mohr-Coulomb é mais conservador que os demais, pois para diferentes valores azimutais as pressões de lama mínima são superiores aos demais critério.

**Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com critério de Mohr-Coulomb**

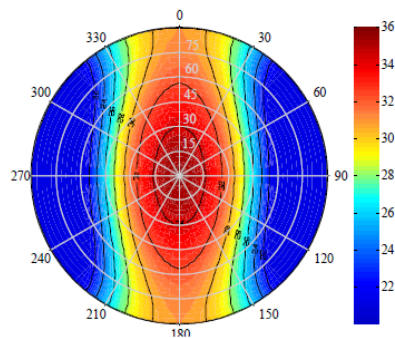


Figura 2.10: Figura editada - Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com Critério de Mohr-Coulomb (YI, et al,2005).

A diferença entre os critérios de pressões mínimas de lama usando o Critério de Lade modificado figura 3.12 e Drucker-Prager figura 3.13 é mínimo, mesmo tendo divergência entre os dois critérios, os resultados são muito semelhantes (YI, et al,2005).

**Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com Critério de Lade modificado**

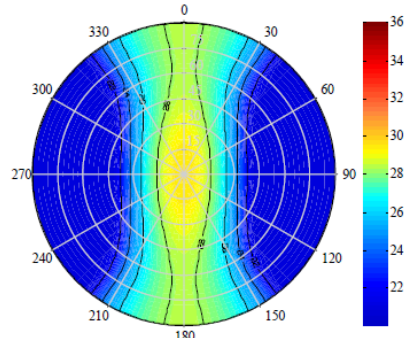


Figura 2.11: Figura editada - Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com o Critério de Lade modificado (YI, et al,2005).

Ao comparar os critérios de Mohr-Coulomb, Lade modificado e Drucker-Prager, é possível concluir que para manter o poço a determinada pressão, o critério de Mohr-Coulomb determina que a pressão mínima seja maior que a dos demais critérios.

**Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com o Critério de Drucker-Prager**

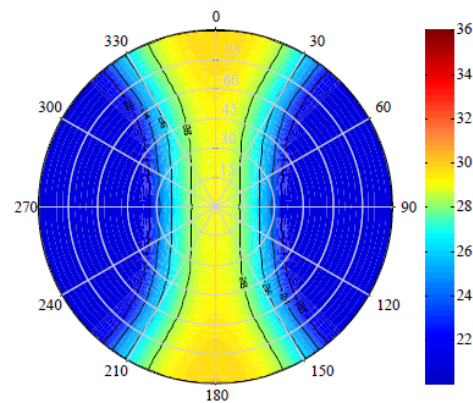


Figura 2.12: Figura editada - Contornos mínimos de pressão de fluido obtidos com o Critério de Drucker-Prager (YI, et al,2005).

### 3

## Fundamentos Teóricos

Este capítulo detalha os conceitos básicos para introduzir o conceito do comportamento dos poços, quando submetidos a tensões que geram instabilidades. São objetos de estudo deste trabalho: Parâmetros geomecânicos da formação, resistência a tração e resistência ao cisalhamento da rocha, ângulo de atrito interno ou ângulo de fricção, coesão, pressão de poros, tensões principais  $\sigma_v$ ,  $\sigma_\theta$ ,  $\sigma_r$ , tensão mínima horizontal  $\sigma_h$  e tensão máxima horizontal  $\sigma_H$ , tensões em atuantes da parede do poço e o critério de falha de Mohr-Coulomb.

### 3.1

#### Parâmetros Geomecânicos da Formação

Um dos parâmetros que é fundamental obter o pleno conhecimento são os parâmetros geomecânicos da rocha. Alguns questionamentos sobre a formação a ser perfurada devem ser discutidos durante a fase de planejamento do poço. Alguns tópicos são importantes numa reunião operacional, como é o comportamento da rocha quando submetido a altas pressões, é uma formação de alta resistência a compressão uniaxial, são perguntas que necessitam terem respostas. Quando não se obtém estes números, é possível de forma analítica calcular os valores de resistência à compressão uniaxial dos núcleos, este parâmetro é obtido usando as correlações experimentais representadas pelas equações 3.1, 3.2 e 3.3 (Larki et al, 2023).

$$UCS = e^{-0.633 + \frac{246.540}{\Delta_{tc}}} \quad (3-1)$$

$$UCS = \frac{\left(\frac{7682}{\Delta_{tc}}\right)^{1.82}}{145} \quad (3-2)$$

$$UCS = 356.003 + 44.58 \ln \frac{\rho_b}{\Delta_t^2} \quad (3-3)$$

Onde, UCS é a resistência a compressão uniaxial em (KPa),  $\Delta_{tc}$  é o tempo do trajeto da onda de pressão em  $\mu_s/ft$  e  $\rho_b$  é a densidade da formação em ppg. A resistência a compressão pode ser estimada utilizando um valor médio (Larki et al, 2023).

### 3.2

#### Resistência a Tração da Formação

As rochas tem uma baixa resistência a tração quando corado a resistência a compressão. De uma forma geral os valores ficam numa faixa de  $\frac{1}{8}$  a  $\frac{1}{12}$  dos valores de resistência a compressão uniaxial, sendo estabelecido um valor intermediário  $\frac{1}{10}$  do valor de resistência a tração (Larki et al, 2023).

$$t = 0.1UCS \quad (3-4)$$

### 3.3

#### Modos de Falha de um Material Frágil

Um material frágil é aquele que apresenta baixa deformação antes da fratura, ou seja, se quebra com facilidade quando submetido a esforços mecânicos. Os principais modos de falha de um material frágil são:

Fratura frágil por tensão: ocorre quando o material é submetido a uma tensão de tração elevada, que excede sua resistência à tração. Isso leva a uma fratura imediata e sem deformação significativa. Em casos de perfuração offshore o limite de resistência a tração das rochas variam de  $\frac{1}{8}$  a  $\frac{1}{12}$  dos valores de resistência a compressão uniaxial (Larki et al, 2023).

Fratura por flexão: ocorre quando o material é submetido a um esforço de flexão que excede sua resistência à flexão. Essa fratura pode ocorrer de maneira frágil ou dúctil, dependendo das propriedades do material e do modo de carregamento (Larki et al, 2023).

Fratura por cisalhamento: ocorre quando o material é submetido a um esforço de cisalhamento que excede sua resistência ao cisalhamento. Esse tipo de fratura é comum em materiais cerâmicos, que são muito frágeis e apresentam baixa resistência ao cisalhamento (Larki et al, 2023).

Fadiga: ocorre quando o material é submetido a ciclos repetidos de carregamento e descarregamento, levando a uma fratura progressiva ao longo do tempo. Esse tipo de falha é comum em materiais que são submetidos a esforços cíclicos, como metais em máquinas rotativas (Larki et al, 2023).

Trincas por corrosão: ocorre quando o material é submetido a ambientes corrosivos que levam ao desenvolvimento de trincas, que podem crescer e levar à fratura do material (Larki et al, 2023).

Ruptura por impacto: ocorre quando o material é submetido a um choque repentino e intenso, que excede o limite de resistência ao. Esse tipo de falha é comum em materiais cerâmicos e vidros, que são muito frágeis e apresentam baixa resistência (Larki et al, 2023).

Dano térmico: ocorre quando o material é submetido a altas temperaturas, que podem levar à deformação, trincamento ou derretimento do material.

### 3.4

#### Resistência ao Cisalhamento da Formação

##### 3.4.1

##### CrITÉrio de Mohr-Coulomb

O critério de falha de Mohr-Coulomb é um modelo utilizado na mecânica dos materiais que tem como objetivo prever o momento em que um material começa a falhar em resposta a um esforço de cisalhamento. Este critério foi desenvolvido por dois cientistas, o alemão Otto Mohr e o francês Charles-Augustin de Coulomb, no século XIX, e é amplamente utilizado na engenharia civil e mecânica para avaliar a estabilidade de estruturas e materiais (FJAER et al, 2008).

O critério de Mohr-Coulomb é baseado em uma representação gráfica do estado de tensão de um material em um ponto. Utilizando um diagrama de tensão normal versus tensão de cisalhamento, o critério afirma que o material começa a falhar quando a tensão de cisalhamento excede um determinado valor crítico, conhecido como ângulo de resistência ao cisalhamento ( $\phi$ ) multiplicado pela tensão normal ( $\sigma_n$ ) acrescido de uma constante coesiva ( $c$ ), como descrito na equação 3.5 (FJAER et al, 2008):

$$\tau = c + \sigma_n * \tan(\phi) \quad (3-5)$$

Onde  $\tau$  é a tensão de cisalhamento;  $c$  é a constante coesiva, que representa a força de aderência entre as superfícies do material;  $\sigma_n$  é a tensão normal, que é a tensão perpendicular à superfície em que a tensão de cisalhamento está atuando;  $\phi$  é o ângulo de resistência ao cisalhamento, que representa a inclinação da reta de falha no diagrama de tensão normal versus tensão de cisalhamento (FJAER et al, 2008).

O critério de Mohr-Coulomb é frequentemente utilizado para prever a estabilidade de estruturas geotécnicas, como taludes, barragens, fundações e escavações, e também para avaliar o comportamento de materiais como o solo, rochas e concreto. No entanto, este modelo apresenta algumas limitações, como a não consideração de propriedades do material como ductilidade e tenacidade, que podem ser importantes em algumas aplicações (FJAER et al, 2008).

Em 1773 Mohr-Coulomb desenvolveu o primeiro critério renomado que aborda a resistência ao cisalhamento de um solo, que é quando a tensão cisalhante atuando no plano é muito alta, suficiente para desenvolver um plano de falha, fazendo com que os dois lados do plano se movam em sentidos

opostos em um processo de atrito (FJAER et al, 2008). Coulomb previu que a resistência é o produto de dois fatores. O primeiro é a coesão (C) entre dois componentes, e o segundo é a fricção  $\sigma \tan(\phi)$  (Larki et al, 2023).

A figura 3.1 exemplifica o critério de Mohr-Coulomb, a coesão está sendo representada por  $S_0$ . A medida que a coesão do material aumenta, as tensões  $\sigma_1$  e  $\sigma_3$  atuantes na rocha podem ser mais altas, ou seja, um solo mais coeso é possível trabalhar com tensões maiores que um solo que apresenta uma baixa coesão e fácil de ser cisalhado (FJAER et al, 2008).

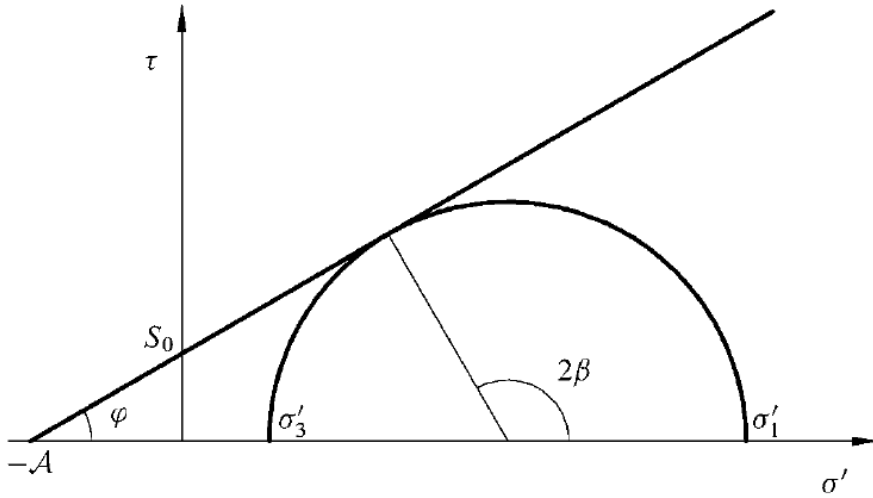


Figura 3.1: Critério de Mohr-Coulomb no plano  $\tau$ - $\sigma$ . Também é ilustrado o círculo de Mohr correspondente a um estado de tensão (DAS, 2023)

O critério de Mohr-Coulomb pode ser adequado em função das tensões principais que são  $\sigma_1$  e  $\sigma_3$  respectivamente. As tensões consideradas máxima e mínima são efetivas, ou seja, é subtraído a parcela da pressão de poros, então reescrevendo o critério obtêm-se:

$$\sigma_1 = \sigma_c + N\sigma_3 \quad (3-6)$$

Onde  $\sigma_1$  é a maior tensão principal efetiva,  $\sigma_3$  é a menor tensão principal efetiva,  $\sigma_c$  é a tensão de compressão e  $\phi$  é o ângulo de fricção interno que é equivalente ao arctang e N é o valor do ângulo beta que pode ser obtido através da equação 3.7 (Gholami et al, 2014)

$$N = [(u^2 + 1)^{1/2} + u]^2 = \tan^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}\right) \quad (3-7)$$

O ângulo que ocorre a ruptura da rocha, pode ser identificado pela equação 3.8, que depende apenas do ângulo  $\phi$  (Gholami et al, 2014)

$$C_0 = \frac{2c \cos \phi}{1 - \phi} \quad (3-8)$$

De acordo com o critério de Mohr-Coulomb, a tensão cisalhante aumenta a medida que a tensão normal aumenta, a equação 3.9 descreve o comportamento da tensão cisalhante (YI, et al,2005).

$$\tau = S_0 + \sigma \tan \phi \quad (3-9)$$

Onde  $\tau$  é a tensão cisalhante,  $\sigma$  é a tensão normal,  $S_0$  é a coesão e  $\phi$  é o ângulo de fricção. Também é possível descrever o critério em função das tensões principais (YI, et al,2005).

$$\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \sin \phi + S_0 \cos \phi \quad (3-10)$$

Onde,  $\sigma_1$  é a maior tensão principal e  $\sigma_3$  é a menor tensão principal. A falha em função de  $F$  ocorre quando  $F \leq 0$ , conforme equação 3.11 (YI, et al,2005).

$$F = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \sin \phi + S_0 \cos \phi - \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \quad (3-11)$$

### 3.4.2

#### Tensões Atuantes ao Redor do Poço

As tensões principais atuantes em torno do poço são,  $\sigma_\theta$  (tensão tangencial),  $\sigma_r$  (tensão radial) e  $\sigma_z$  (tensão de sobrecarga), geralmente pelo comportamento apresentado dos poços. A tensão  $\sigma_z$  é candidata a ser a maior tensão principal, é possível calcular essas tensões e observar o comportamento. De acordo com as equações 3.9, 3.10 e 3.11 os poços tendem a falhar quando qualquer um desses valores de  $\sigma_{\theta min}$ ,  $\sigma_r$  e  $\sigma_z$  ficam abaixo do limite mínimo. Sendo que  $A$  é a subtração da tensão horizontal mínima  $\sigma_h$  e tensão horizontal máxima  $\sigma_H$  (Gholami et al, 2014)

Para ocorrer a fratura hidráulica os valores de  $\sigma_r$  precisam estar em valores elevados, como  $\sigma_\theta$  é inversamente proporcional a  $\sigma_r$  ocorre que os valores da tensão circunferencial são muito baixos. A equação 3.9 estabelece o limite mínimo de  $\sigma_\theta$ , valores abaixo do mínimo aceitável ocorre a fratura hidráulica. A pressão interna do poço é responsável por manter as paredes do poço estável, ou seja, manter o nível de tensão estável na pesquisa é representado por  $P_w$  e a tensão de sobrecarga ( $\sigma_z$ ) (Gholami et al, 2014).

As falhas de cisalhamento e tração são representadas pela figura 3.2, sendo possível identificar um alargamento no diâmetro do poço (colapso superior). Esta falha ocorre quando a pressão interna do poço é muito alta e tende a aumentar o diâmetro do poço, o último cenário colapso inferior), ilustra o desmoronamento do poço, nesta falha pode danificar as ferramentas, gerando aprisionamento, danos irreversíveis, abandono e tamponamento.

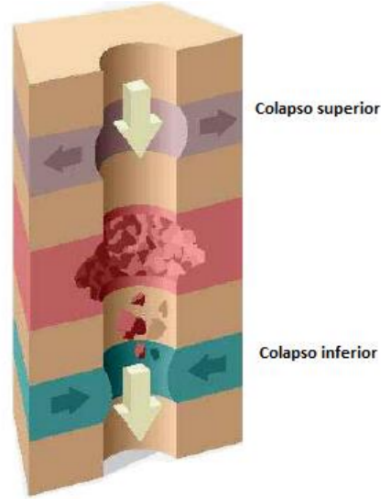


Figura 3.2: Tipos de instabilidade de poços. Figura extraída de (Guimarães, 2006) e adaptada de (Rodrigues, 2007)

As falhas por fraturas hidráulicas são representadas pelas equações 3.9, 3.10 e 3.11 (Gholami et al, 2014)

$$\sigma_{\theta min} = A - P_w \quad (3-12)$$

$$\sigma_{r min} = P_w \quad (3-13)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \quad (3-14)$$

$$A = 3\sigma_h - \sigma_H \quad (3-15)$$

Assim como são estabelecidos os limites mínimos, são definidos os limites máximos para  $\sigma_\theta$ . As falhas por cisalhamento na parede do poço ocorrem quando os valores da tensão circunferencial são muito altas, levando a pressão no fundo do poço a ficar muito baixa. Então ocorre o desmoronamento da parede do poço, essas tensões são representadas pelas equações 3.13, 3.14 e 3.15 (Gholami et al, 2014).

$$\sigma_{\theta max} = 3\sigma_H - \sigma_h - P_w \quad (3-16)$$

$$\sigma_r = P_w \quad (3-17)$$

$$\sigma_z = \sigma_v + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \quad (3-18)$$

Ao calcular as tensões principais  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  e  $\sigma_3$  atuantes na parede do poço, é essencial utilizar um critério de falha para certificar que os níveis de tensão estão dentro de uma zona de segurança. No caso desta pesquisa é utilizado o critério de Mohr-Coulomb. A Tabela 3.1 mostra que as falhas ocorrem quando

$P_w$ , que é a pressão interna no fundo do poço é menor que  $P_{w_{bo}}$ , que é a pressão de breakout (Gholami et al, 2014).

Tabela 3.1: Critério de Mohr-Coulomb para Tensões de Cisalhamento

$\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$	A falha ocorre quando $P_w \leq P_{wBO}$	Falhas por cisalhamento
$\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$	$P_{wBO} = \frac{(\sigma_v + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) - \sigma_c)}{N}$	Condição 02
$\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$	$P_{wBO} = \frac{(3\sigma_H - \sigma_h - \sigma_c)}{(1+N)}$	Condição 01 - Colapso superior
$\sigma_\theta > \sigma_r > \sigma_z$	$P_{wBO} = \sigma_H - \sigma_h - \sigma_c - N\sigma_v + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h)$	Condição 01 - Colapso inferior

Fonte: (Gholami et al, 2014)

O fraturamento hidráulico do poço ocorrerá se a pressão interna do poço  $P_w$  for superior a pressão de iniciação de fratura da rocha. Essas pressões elevadas podem causar danos severos, uma vez não controladas ou quando excedem o limite calculado da janela operacional, que é o range estabelecido da pressão mínima e máxima. A tabela 3.2 estabelece os limites máximos para  $P_w$ , quando os valores de pressão interna no fundo do poço são superiores a  $P_{wfrac}$ , que é a pressão de fratura ocorrerá a falha por tração (Gholami et al, 2014).

Tabela 3.2: Critério de Mohr Coulomb para Fraturamento Hidráulico

$\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$	A falha ocorrerá se $P_w \geq P_{wfrac}$	Fraturamento Hidráulico
$\sigma_r > \sigma_\theta > \sigma_z$	$P_{wfrac} = \sigma_c + N\sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h)$	Condição 06
$\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$	$P_{wfrac} = \frac{\sigma_c + N(3\sigma_h - \sigma_H)}{(1+N)}$	Condição 05
$\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$	$P_{wfrac} = \frac{\sigma_c - \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h)}{N + (3\sigma_h - \sigma_H)}$	Condição 04

Fonte:(Gholami et al, 2014)

Em caso de falha por cisalhamento, essas tensões podem ter comportamentos diferentes. É essencial analisar as três tensões principais que agem em torno do poço, são elas:  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  e  $\sigma_3$ , o critério de Mohr-Coulomb despreza a tensão intermediária, considerando apenas a tensão mínima e máxima. O caso mais comum para falhas por cisalhamento são quando as tensões se comportam da seguinte maneira  $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$  (AJMI; Zimmerman, 2005)

A ordem das tensões atuantes na falha por fraturamento também apresentam um comportamento conhecido. As falhas ocorrem quando há um excesso de pressão no fundo do poço, e a pressão exercida seja superior ao limite de resistência da formação, causando trincas e conseqüentemente a fratura, sendo assim temos,  $\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$  (AJMI; Zimmerman, 2005).

O peso do fluido de perfuração na coluna é uma variável muito sensível. Para uma operação transcorrer sem problemas, se faz necessário estabelecer o limite mínimo de pressão a fim de evitar o desmoronamento do poço e o limite máximo que estabelece uma fronteira, valor este que ao ser superado

provoca danos na formação e problemas operacionais. As equações 3.16, 3.17 e 3.18 estabelecem o limite mínimo, onde  $P_{wBO}$  é a pressão de breakout ou cisalhamento (Gholami et al, 2014).

Caso as tensões tenha um comportamento obedecendo essa sequência  $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$  deve ser considerado a equação 3.16.

$$P_{wBO} = \frac{D - \sigma_c}{1 + N} \quad (3-19)$$

Caso o poço apresente um arranjo igual a  $\sigma_\theta > \sigma_r > \sigma_z$  deve ser utilizado a equação 3.17 para determinar o limite mínimo do peso do fluido de perfuração.

$$P_{wBO} = \frac{E - \sigma_c}{N} \quad (3-20)$$

E em último caso, se o ordenamento das tensões obedecer a sequência a seguir, sendo,  $\sigma_\theta > \sigma_r > \sigma_z$  deve ser considerado para efeito de cálculo a equação 3.18, onde  $\sigma_H$  é a tensão horizontal maior e  $\sigma_h$  a tensão horizontal menor (Gholami et al, 2014).

$$P_{wBO} = 3\sigma_H - \sigma_h - \sigma_c - N\sigma_v + 2\mu(\sigma_H - \sigma_h) \quad (3-21)$$

A zona de segurança do poço é um ponto extremamente importante a ser considerado, os valores de  $P_w$  encontrados devem ser comparados com um critério, a fim de certificar que as falhas não ocorrerão durante a perfuração. A fim de estabelecer limites de zonas seguras, é essencial comparar os valores obtidos com o menor valor da tabela 3.1. O menor valor será considerado a pressão máxima permitida do fluido de perfuração, este procedimento é a garantia de uma operação segura, evitando a falha por tração (Gholami et al, 2014).

### 3.5

#### Pressão de Poros

Os fluidos contidos tem uma função essencial, reduzem as tensões efetivas que atuam nas rochas. A pressão exercida pelos poros é igual em todas as direções, sendo assim, afetará apenas as tensões normais, ou seja, o resultado de ter uma pressão de poros alta tende a mover os círculos de Mohr à esquerda e encurtar a distância das linhas cisalhantes e de tração. O aumento da pressão de poros tem um impacto grande durante a perfuração, porque ao mover o círculo de Mohr para a esquerda, conforme a figura 3.3 ilustra, o círculo de Mohr e a linha de falha de acordo com o aumento da pressão de poros, o que pode levar a uma falha por cisalhamento ou até mesmo uma falha por tração.

Biot em 1941 publicou diversos artigos relatando o comportamento dos fluidos contidos nos poros. A constante de Biot  $\alpha$ , é um conceito que derivou-se partindo que a rocha é linearmente elástica, uma vez que este volume contido

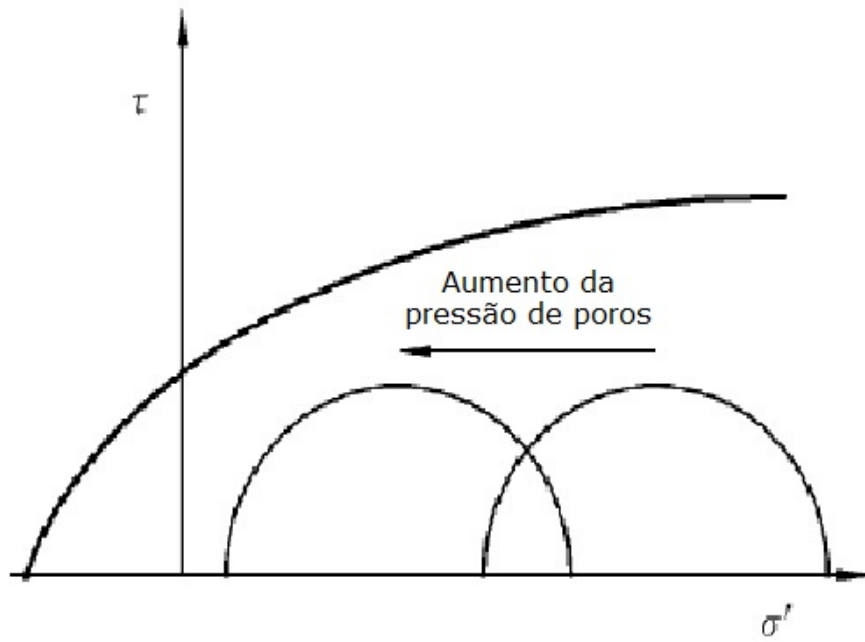


Figura 3.3: Figura editada círculo de Mohr e a linha de falha com o efeito do aumento da pressão de poros (FJAER, 2008).

pode influenciar diretamente na pressão de poros, então a tensão efetiva é dada pela equação 3.19 (FJAER et al, 2008).

$$\sigma' = \sigma - \alpha p \quad (3-22)$$

Onde  $\alpha$  é chamado de coeficiente de Biot que é dado por  $\alpha = \frac{K}{K_u}$ , e  $K$  é o módulo de deformação volumétrica do esqueleto poroso, e  $K_u$  é o constituinte sólido do meio poroso respectivamente (Gholami et al, 2014).

Para estimar a pressão de poros é possível utilizar a equação de Eaton. Devido a dificuldade de medir de forma direta é possível alcançar um valor razoável utilizando a equação 3.20 (Gholami et al, 2014).

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{pn}) \frac{NCT^3}{\Delta_t} \quad (3-23)$$

Onde,  $P_{pg}$  é o gradiente da pressão de poros,  $OBG$  é o gradiente da tensão de overburden ou sobrecarga,  $P_{pn}$  é a pressão exercida da coluna hidrostática,  $\Delta_t$  é o tempo de trânsito da onda de compressão e  $NCT$  é a normal aos dados de registro da onda de compressão (Gholami et al, 2014).

### 3.6

#### Instabilidade do Poço

Durante a perfuração offshore, ocorre uma redistribuição de tensão na formação, uma vez que a rocha se encontra em equilíbrio. O fluido tem uma

função muito importante que é a de restabelecer as tensões *in situ*, porém não é possível reestabelecer o equilíbrio natural. Estes esforços quando não calculados, geram tensões que podem ser superiores a resistência da formação, e causar a fratura hidráulica. Por outro lado, quando são muito baixos, ocorre o desmoronamento ou aprisionamento da coluna (FJAER et al, 2008). As instabilidades podem ser causadas por fatores incontrolláveis ou por fatores controláveis, conforme ilustrado pela tabela 3.3 (Pasic et al, 2007).

Tabela 3.3: Causas de Instabilidades de Poços

Fatores incontrolláveis (Causas naturais)	Controle de Fatores
Formações naturalmente fraturada	Pressão baixa do poço
Tensões geradas Tectonicamente	Inclinação do Poço e Azimuth
Alta concentração de tensão na rocha	Pressão de transição dos polos
Formações móveis	Interações físicas e químicas

Fonte: (PAŠIĆ, 2007)

A fratura natural pode ocorrer em áreas tectonicamente ativas. Essas fissuras na formação podem levar a ocorrer problemas de desprendimentos de pequenos e até grandes pedaços de rochas. Estes fragmentos de rocha devido à vibração do BHA, ocasionando problemas de aprisionamentos de ferramentas, e levando a obstrução no poço, entre outros problemas. Em calcário fraturado a vibração da coluna de perfuração deve ser minimizada para auxiliar a estabilizar a perfuração, a figura 3.4 mostra possíveis problemas de formações atingidas por zonas fraturadas de forma natural (Pasic et al, 2007).

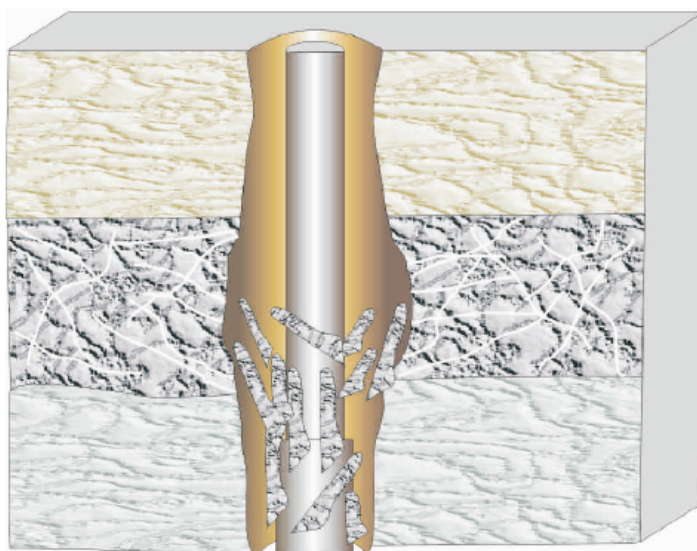


Figura 3.4: Perfuração de formações naturalmente fraturadas ou com falhas (PAŠIĆ, 2007)

Devido ao movimento das placas tectônicas, as formações podem ser submetidas a um estado compressivo ou estarem até mesmo sob tração. Ao perfurar em zonas tectonicamente ativas, é essencial operar sob condições de alerta, isto devido à alta concentração de tensão. Para isso, a pressão hidrostática da coluna necessita ser mais alta que o normal, para compensar as forças de externas de compressão exercidas na parede do poço, caso contrário o poço entrará em colapso (Pasic et al, 2007).

As formações são submetidas a tensão de sobrecarga ou overburden  $\sigma_z$ . Com a alta pressão, as formações são submetidas a deformações plásticas, oriundas de altas pressões. A figura 3.5 mostra uma diminuição do diâmetro do poço, levando a dificuldades na perfuração, e levando a um aprisionamento de ferramentas, perda de circulação do fluido de perfuração, que ocasiona uma queda de pressão no anular e faz com que o poço perca a pressão de estabilização, dificuldades de manobra, dificuldades no avanço da ferramenta e variação na taxa de penetração. Essas variações no diâmetro do poço ocasiona problemas de obstrução parcial, até mesmo um desmoronamento que pode acarretar danos significativos para as empresas (Pasic et al, 2007).

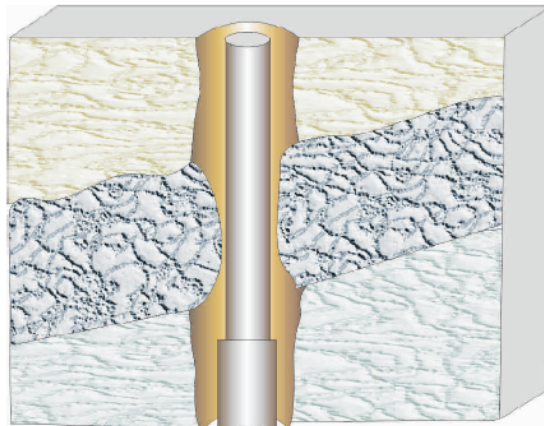


Figura 3.5: Perfuração de formações móveis. (PAŠIĆ, 2007)

Quando a perfuração ocorre em áreas de formações não consolidadas, problemas por descaimentos de rochas dentro do poço podem ocorrer, principalmente em formações compostas por areia ou cascalho. A figura 3.6 ilustra o desprendimento de pequenos fragmentos de rochas, que são resultados de rochas que atuam como suporte e são perfuradas. Isto tende a gerar pequenos deslizamentos de fragmentos menores para dentro do poço, quando em volume muito alto podem gerar problemas operacionais. Esta invasão ocorre porque a pressão no fundo do poço não é suficiente para conter e estabilizar as paredes do poço (Pasic et al, 2007).

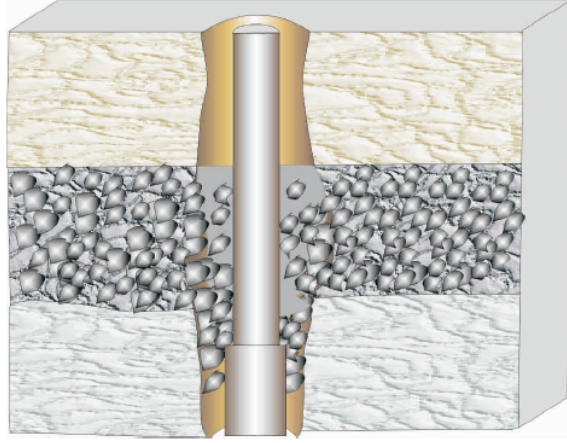


Figura 3.6: Perfuração de formações não consolidadas. (PAŠIĆ,2007)

Em casos de folhelho que apresenta a pressão de poros muito alta, maior que a pressão hidrostática, como no caso natural do folhelho. Com o baixo peso da coluna hidrostática, a parede do poço apresenta instabilidade, como mostra a figura 3.7. Este mecanismo ocorre normalmente em casos sequências de folhelhos deposicionais (Pasic et al, 2007).

### 3.7

#### Equação de Kirsch

Em 1898, Kirsch desenvolveu as equações de distribuição de tensão de um furo circular em uma placa infinita, a solução clássica de Kirsch pode ser facilmente aplicada para um poço vertical através das equações 3.21, 3.22 e 3.23 (FJAER et al, 2008).

$$\sigma_r = \frac{P}{2} \left[ (1+k) \left( 1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + (1-k) \left( 1 - \frac{4a^2}{r^2} + \frac{3a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \right] \quad (3-24)$$

$$\sigma_\theta = \frac{P}{2} \left[ (1+k) \left( 1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - (1-k) \left( 1 + \frac{3a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \right] \quad (3-25)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{P}{2} \left[ -(1+k) \left( 1 + \frac{2a^2}{r^2} \frac{3a^4}{r^4} \right) \sin 2\theta \right] \quad (3-26)$$

Onde,  $\sigma_r$  é a componente normal de tensão na direção radial,  $\sigma_\theta$  é a componente normal de tensão na direção circunferencial,  $\tau_{r\theta}$  é a componente de tensão cisalhante,  $\theta$  é o ângulo medido no sentido anti-horário no plano xy e a partir da direção y, r é a distância radial a partir do eixo do poço, p é a pressão, a é o raio do poço e k é a razão entre tensão horizontal maior e menor (FJAER et al, 2008).

Kirsch estabeleceu que a tensão ao redor do poço pode ser expressa em coordenadas cilíndricas, sendo assim é possível aplicar diretamente a problemas



Figura 3.7: Perfuração de formações provocadas naturalmente sob alta pressão (PAŠIĆ, 2007).

estruturais de poços de petróleo, uma vez que o mesmo é cilíndrico, com isso os cálculos são facilitados.

$$\sigma_r = \frac{(\sigma_x + \sigma_y)}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{(\sigma_x - \sigma_y)}{2} \left(1 + \frac{3a^2}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \tau_{xy} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \frac{a^2}{r^2} p_w \quad (3-27)$$

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 + 3\frac{a^2}{r^4}\right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left(1 + 3\frac{a^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - \frac{a^2}{r^2} p_w \quad (3-28)$$

$$\sigma_z = \sigma_{zz} - 2\nu(\sigma_x - \sigma_y) \frac{a^2}{r^2} \cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy} \frac{a^2}{r^2} \sin 2\theta \quad (3-29)$$

$$\sigma_{r\theta} = \left(\frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta\right) \left(1 - 3\frac{a^4}{r^4} + 2\frac{a^2}{r^2}\right) \quad (3-30)$$

$$\sigma_{rz} = (\tau_{xy} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta) \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (3-31)$$

$$\sigma_{\theta z} = (-\tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta) \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (3-32)$$

Onde,  $a$  é o raio do orifício,  $\nu$  é o coeficiente de Poisson,  $\theta$  é o ângulo com a tensão horizontal máxima,  $r$  é a distância radial a partir do centro. Existem três tipos de poços, os comuns que são os poços verticais que é o foco deste trabalho, horizontais e os poços direcionais. As principais diferenças entre o poço vertical e o horizontal, é que se faz necessário modificar as tensões atuantes no campo. Para obter as tensões para um poço horizontal, as equações 3.30 até 3.34 mostra o campo de tensões para poços horizontais (FJAER et al, 2008).

$$\sigma_r = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left(1 - \frac{R_w^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 3\frac{R_w^4}{r^2} - 4\frac{R_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + p_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3-33)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_H + \sigma_h}{2} \left(1 + \frac{R_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 + 3\frac{R_w^4}{r^2}\right) \cos 2\theta - p_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (3-34)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu f r (\sigma_H - \sigma_h) \frac{R_w^2}{r^2} \cos 2\theta \quad (3-35)$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{\sigma_H - \sigma_h}{2} \left(1 - 3\frac{R_w^4}{r^4} + 2\frac{R_w^2}{r^2}\right) \sin 2\theta \quad (3-36)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (3-37)$$

Analisando as tensões na parede do poço, as equações 3.30 até 3.34 podem ser simplificadas, pois o valor de  $R_w$  e  $r$  são os mesmos, sendo assim é possível cortar os termos, e obter as equações em uma forma reduzida, facilitando os cálculos (FJAER et al, 2008).

$$\sigma_r = P_w \quad (3-38)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w \quad (3-39)$$

$$\sigma_z = \sigma_v + 2\nu f r (\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta \quad (3-40)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} = 0 \quad (3-41)$$

A tensão tangencial ( $\sigma_\theta$ ) pode variar entre o valor máximo ilustrado na equação 3.39 e o valor mínimo mostrado na equação 3.40. Ambos estão dependendo da pressão no fundo do poço, e da tensão horizontal máxima e mínima. Um ponto que é essencial ser controlado são os limites, os valores precisam ser calibrados para evitar falhas por cisalhamento e/ou fraturas hidráulicas (FJAER et al, 2008).

$$\sigma_{\theta max} = 3\sigma_H - \sigma_h - P_w \quad (3-42)$$

$$\sigma_{\theta min} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w \quad (3-43)$$

### 3.7.1

#### Método da Tensão Mínima

Para calcular as tensões ao redor do poço, existem dois modelos para definição do limite superior do gradiente de fratura. O primeiro chama-se de tensão mínima, que na pesquisa é evidenciado como  $\sigma_h$ . Neste caso existe um limite mínimo de pressão hidrostática a ser respeitado, caso a  $P_w$  seja igual ou menor que  $\sigma_h$ , ocorrerá perda de circulação no interior do poço (Fonseca, 2013).

Conforme a figura 3.8, a medida que ocorre um distanciamento do centro do poço  $R_w$ , os valores das tensões radial e tangencial caem bruscamente, ao percorrer quatro vezes o valor do raio do poço  $R_w$ , é possível concluir que o  $\sigma_r$  e o  $\sigma_\theta$  convergem para a tensão  $\sigma_h$  (Fonseca, 2013).

Uma vez que a metodologia de cálculo é baseada na tensão horizontal mínima  $\sigma_h$  como limite do gradiente de fratura, o modelo ignora as tensões cisalhantes ao redor do poço. Por outro lado perde parte da janela operacional devido ao estreitamento, isso pode levar a muitos projetos se tornarem inviáveis, ao optar pelo método da tensão mínima devido ao alto custo em manter a pressão hidrostática dentro de uma janela operacional muito pequena, uma vez com que o gradiente de fratura serve como parâmetro principal para o cálculo do número de revestimentos necessário para o poço (Fonseca, 2013).

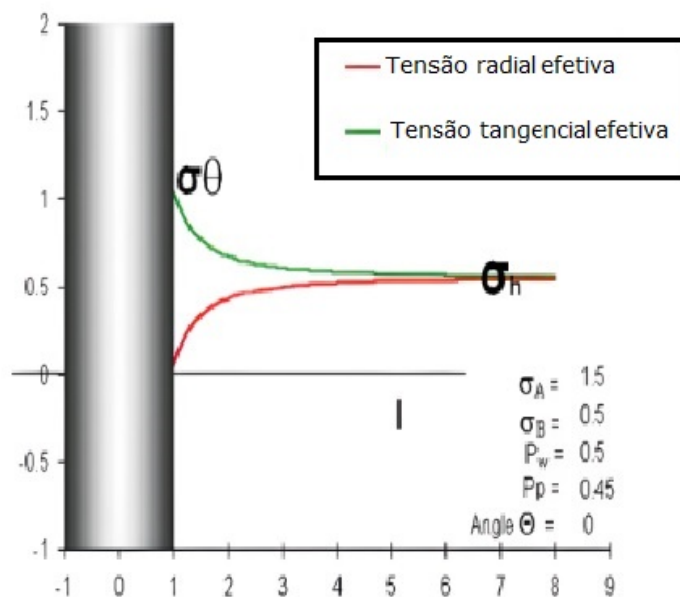


Figura 3.8: Figura editada tensão tangencial e radial x distância do poço (Fonseca, 2013).

### 3.7.2

#### Método das Tensões Tangenciais

No segundo modelo, chamado de método das tensões tangenciais, é realizado o cálculo das tensões ao redor do poço norteadas por solução analítica, com o principal objetivo de limitar os níveis de tensão atuante in situ (Fonseca, 2013).

Neste método é assumido que uma vez que a pressão do fluido dentro do poço fizer com que o valor da tensão tangencial seja igual ao valor da resistência à tração da rocha, haverá perda de circulação, ou seja, a rocha na parede do poço caminha de um estado compressivo para um estado de tração. (Azevedo, 2007).

### 3.7.3

#### Tensões e Deformações em Coordenadas Cilíndricas

As formações são submetidos a tensões atuantes. No estado original, a carga P denominado pela tensão de sobrecarga, realiza uma tensão vertical na formação. Quando ocorre a perfuração na rocha naturalmente, existe uma agitação e a formação sofre um estresse devido à remoção do material. A parede do poço é então suportada pela pressão do fluido, normalmente a pressão no fundo do poço não corresponde às tensões da formação in situ, com isso, irá ocorrer uma redistribuição da tensão ao redor do poço, a fim de que a formação consiga se equilibrar para não ocorrer falha, ou seja, as tensões serão reajustadas de uma forma natural (FJAER, 2008).

Entender o comportamento das tensões é essencial para um bom planejamento. As tensões e deformações são expressas em coordenadas cilíndricas, com isso os cálculos são facilmente resolvidos. As tensões em um ponto P identificado pelas coordenadas  $r$ ,  $\theta$ ,  $z$  são denotados  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$ ,  $\sigma_z$ ,  $\tau_{r\theta}$ ,  $\tau_{rz}$  e  $\tau_{\theta z}$ , as equações 3.41 a 3.46 mostra as as coordenadas expressas.

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + \tau_{xy} \sin 2\theta \quad (3-44)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) - \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - \tau_{xy} \sin 2\theta \quad (3-45)$$

$$\sigma_z = \sigma_z \quad (3-46)$$

As tensões em um plano perpendicular ao eixo  $z$  é mostrado na figura 3.9 (a)

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_y - \sigma_x) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta \quad (3-47)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \quad (3-48)$$

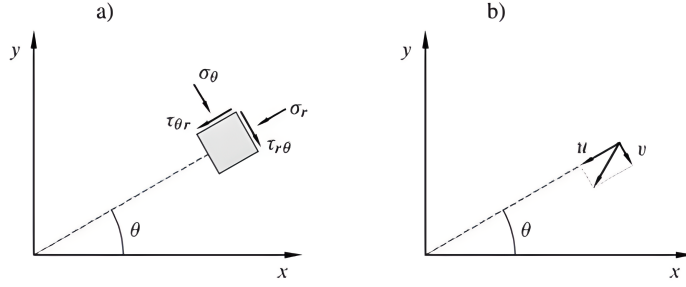


Figura 3.9: Tensões e Deslocamentos em Coordenadas Cilíndricas (FJAER et al, 2008)

$$\tau_{\theta z} = \tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta \quad (3-49)$$

As relações correspondentes entre as deformações, são obtidas substituindo os parâmetros de tensão por deformações correspondentes (FJAER et al, 2008).

$$\epsilon_r = \frac{1}{2}(\epsilon_x + \epsilon_y) + \frac{1}{2}(\epsilon_x - \epsilon_y) \cos 2\theta + \Gamma_{xy} \sin 2\theta \quad (3-50)$$

$$\epsilon_\theta = \frac{1}{2}(\epsilon_x + \epsilon_y) - \frac{1}{2}(\epsilon_x - \epsilon_y) \cos 2\theta - \Gamma_{xy} \sin 2\theta \quad (3-51)$$

$$\epsilon_z = \epsilon_z \quad (3-52)$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{1}{2}(\epsilon_y - \epsilon_x) \sin 2\theta + \Gamma_{xy} \cos 2\theta \quad (3-53)$$

$$\Gamma_{rz} = \Gamma_{xz} \cos \theta + \Gamma_{yz} \sin \theta \quad (3-54)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \Gamma_{yz} \cos \theta - \Gamma_{xz} \sin \theta \quad (3-55)$$

Para uma formação porosa e permeável, deve-se adotar as equações abaixo (3.53 a 3.58) obedecendo a lei de hooke (FJAER et al, 2008).

$$\sigma'_r = (\lambda_{fr} + 2G_{fr})\epsilon_r + \lambda_{fr}\epsilon_\theta + \lambda_{fr}\epsilon_z \quad (3-56)$$

$$\sigma'_\theta = \lambda_{fr}\epsilon_r + (\lambda_{fr} + 2G_{fr})\epsilon_\theta + \lambda_{fr}\epsilon_z \quad (3-57)$$

$$\sigma'_z = \lambda_{fr}\epsilon_r + \lambda_{fr}\epsilon_\theta + (\lambda_{fr} + 2G_{fr})\epsilon_z \quad (3-58)$$

$$\tau_{r\theta} = 2G_{fr}\Gamma_{r\theta} \quad (3-59)$$

$$\tau_{rz} = 2G_{fr}\Gamma_{rz} \quad (3-60)$$

$$\tau_{\theta z} = 2G_{fr}\Gamma_{\theta z} \quad (3-61)$$

As equações de equilíbrio, conforme equações 3.59, 3.60 e 3.61 também podem ser expressadas em coordenadas cilíndricas (FJAER et al, 2008).

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} + \rho_f z = 0 \quad (3-62)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \tau_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{z\theta}}{\partial r} + \frac{2\tau_{r\theta}}{r} + \rho_f \theta = 0 \quad (3-63)$$

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} + \rho_f z = 0 \quad (3-64)$$

Para estimar as tensões horizontais mínimas e máximas, utiliza-se da relação da tensão de sobrecarga, pois como o peso das camadas de rochas produz deformação axial na formação, gerando também deformações horizontais. Considerando estas afirmações, e adotando que o modelo é linear e poroelástico, ao aplicar a lei de Hooke generalizada, obtêm-se a equação 3.62 (Fonseca, 2013).

$$\sigma_h = \sigma_H = \left( \frac{v}{1-v} \right) \sigma_v \quad (3-65)$$

Onde,  $\sigma_h$  é a tensão principal efetiva horizontal menor,  $\sigma_H$  é a tensão principal efetiva horizontal maior,  $\sigma_v$  é a tensão principal efetiva vertical e " $v$ " é o coeficiente de Poisson. Em relação a esta pesquisa, uma das condições de contorno é que  $\sigma_h$  e  $\sigma_H$  são iguais.

### 3.8

#### Equações de Compatibilidade e Equilíbrio

As equações de compatibilidade são equações complementares de um problema de mecânica de equilíbrio, que garantem a perfeita solução para determinada condição de contorno. Em outras palavras, as equações garantem a integridade do campo de deslocamento em termos das componentes do tensor de tensão.

Uma vez que a rocha é submetida a tensões, o resultado disto irá produzir deformações, justamente essas deformações precisam ser aceitáveis. Existem seis equações de compatibilidade, e são representadas pela equação 3.63. Caso ocorra qualquer descontinuidade a mecânica do contínuo, não será mais viável, sendo assim, deve-se aplicar os conceitos de mecânica da fratura (Aadnoy; Looyeh, 2019).

$$\frac{\partial^2 \epsilon_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \epsilon_y}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 \gamma_{xy}}{\partial x \partial y} \quad (3-66)$$

As deformações são representadas por:  $\epsilon_x$ ,  $\epsilon_y$ ,  $\epsilon_z$ ,  $\gamma_{xy}$ ,  $\gamma_{xz}$  e  $\gamma_{yz}$ , é possível reescrever a equação 3.63 em coordenadas cilíndricas, e como resultado obtêm a equação 3.64 (Aadnoy; Looyeh, 2019).

$$\frac{\partial^2 \epsilon_r}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 \epsilon_\theta}{\partial r^2} = \frac{\partial^2 \gamma_{r\theta}}{\partial r \partial \theta} \quad (3-67)$$

Reescrevendo em forma matricial, obtêm-se:

$$\begin{bmatrix} \epsilon \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \epsilon_r & \frac{1}{2}\gamma_{r\theta} & \frac{1}{2}\gamma_{rz} \\ \frac{1}{2}\gamma_{r\theta} & \epsilon_\theta & \frac{1}{2}\gamma_{\theta z} \\ \frac{1}{2}\gamma_{rz} & \frac{1}{2}\gamma_{\theta z} & \epsilon_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial u}{\partial r} & \frac{1}{2}(\frac{1}{r}\frac{\partial u}{\partial \theta} + \frac{\partial v}{\partial r} - \frac{v}{r}) & \frac{1}{2}(\frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z}) \\ \frac{1}{2}(\frac{1}{r}\frac{\partial u}{\partial \theta} + \frac{\partial v}{\partial r} - \frac{v}{r}) & \frac{1}{r}\frac{\partial v}{\partial \theta} + \frac{v}{r} & \frac{1}{2}\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{1}{r}\frac{\partial w}{\partial \theta} \\ \frac{1}{2}(\frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z}) & \frac{1}{2}(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{1}{r}\frac{\partial w}{\partial \theta}) & \frac{\partial w}{\partial z} \end{bmatrix} \quad (3-68)$$

Onde, u, v e w são os deslocamentos do corpo nas direções r,  $\theta$  e z e as variáveis  $\epsilon_{ij}$  e  $\gamma_{ij}$  com  $i \neq j$  são as componentes do tensor da deformação. Devido à simetria, podemos simplificar alguns termos, conforme equação 3.66 (Frota, 2011)

$$\begin{bmatrix} \epsilon \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \epsilon_r & \gamma_{r\theta} & \gamma_{rz} \\ \gamma_{r\theta} & \epsilon_\theta & \gamma_{\theta z} \\ \gamma_{rz} & \gamma_{\theta z} & \epsilon_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial u}{\partial r} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{u}{r} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial w}{\partial z} \end{bmatrix} \quad (3-69)$$

Substituindo a expressão pela lei de hooke obtêm as equações 3.67 a 3.72 (Frota, 2011).

$$\sigma_r = (\lambda + 2G)\epsilon_r + \lambda\epsilon_\theta + \lambda\epsilon_z \quad (3-70)$$

$$\sigma_\theta = \lambda\epsilon_r + (\lambda + 2G)\epsilon_\theta + \lambda\epsilon_z \quad (3-71)$$

$$\sigma_z = \lambda\epsilon_r + \lambda\epsilon_\theta + (\lambda + 2G)\epsilon_z \quad (3-72)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (3-73)$$

$$\tau_{rz} = 0 \quad (3-74)$$

$$\tau_{\theta z} = 0 \quad (3-75)$$

As equações 3.67 e 3.69 pode ser reescrita utilizando as constantes elásticas de Lamé  $\lambda$  e G (Frota, 2011).

$$\sigma_r = (\lambda + 2G)\frac{\partial u}{\partial r} + \lambda\frac{u}{r} + \frac{\partial w}{\partial z} \quad (3-76)$$

$$\sigma_\theta = \lambda\frac{\partial u}{\partial r} + (\lambda + 2G)\frac{u}{r} + \lambda\frac{\partial w}{\partial z} \quad (3-77)$$

$$\sigma_z = \lambda\frac{\partial u}{\partial r} + \lambda\frac{u}{r} + (\lambda + 2G)\frac{\partial w}{\partial z} \quad (3-78)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{yz} = \tau_{\theta z} = 0 \quad (3-79)$$

$$\rho\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\sigma_r - \sigma_{theta}}{r} \quad (3-80)$$

Após algumas álgebras obtêm a seguinte equação em que o termo diferencial do deslocamento  $u$  é obtido, pois  $2u \frac{\partial^2 u}{\partial t^2}$  é igual a zero (Frota, 2011).

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = (\lambda + 2G) \frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + (\lambda + 2G) \frac{1}{r} \frac{\partial u}{\partial r} - (\lambda + 2G) \frac{u}{r^2} \quad (3-81)$$

A velocidade da onda primária é dada por (Frota, 2011).

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2G}{\rho}} \quad (3-82)$$

Substituindo a equação 3.79 na 3.78, obtêm:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = V_p^2 \left( \frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial u}{\partial r} - \frac{u}{r^2} \right) \quad (3-83)$$

A equação diferencial está considerando a onda hidráulica. É possível calcular a variação repentina de pressão no instante  $t_0$ , e determinar os intervalos de mudança brusca de pressão. No estudo deste trabalho não será abordado casos de choques provocados por onda hidráulica, será dado ênfase na parte estática do problema, avaliando a janela operacional e as variáveis que podem interferir no comportamento do poço.

As equações de equilíbrio podem ser deduzidas utilizando a lei da física, a segunda lei de Newton, para resolver problemas de instabilidade de poços utiliza-se também a lei da compatibilidade que é uma lei geométrica, como as mesmas são universais podem ser aplicadas. Em contrapartida, as equações construtivas dependem diretamente do material, no caso deste estudo as formações são rochosas e considerando que é elástica, é possível aplicar a lei de Hooke para materiais poroplástico, denominada também de modelo de Biot. As equações de equilíbrio são desenvolvidas trabalhando a segunda lei de Newton, a equação 3.81 mostra o somatório das forças é igual à massa vezes aceleração (Frota, 2011).

$$\sum F = m.a \quad (3-84)$$

Realizando a manipulação das equações, o livro do FJAER detalha o desenvolvimento, obtém-se a equação de equilíbrio 3.82 (Frota, 2011).

$$\rho \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \left( \frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} \right) \quad (3-85)$$

### 3.8.1

#### Equações físicas

As equações físicas são equações matemáticas que descrevem as leis da física que governam o comportamento dos sistemas físicos. Essas equações são fundamentais para a compreensão e previsão de fenômenos físicos, como

movimento, energia, eletricidade e magnetismo, e são expressas em termos de grandezas físicas, como força, massa, velocidade, aceleração e carga elétrica.

### 3.8.2

#### **Equações de compatibilidade geométricas**

As equações de compatibilidade geométricas, são equações matemáticas que descrevem a relação entre as deformações de um objeto e suas variações de forma. Essas equações são importantes para a mecânica dos sólidos e para a engenharia estrutural, pois permitem que sejam determinados os efeitos das cargas externas em objetos deformáveis, como pontes, edifícios e veículos.

### 3.8.3

#### **Equações constitutivas de materiais**

As equações constitutivas de materiais são equações matemáticas que descrevem o comportamento dos materiais, sob diferentes condições de carga e ambiente. Essas equações são fundamentais para a mecânica dos sólidos, e para a engenharia de materiais, pois permitem que sejam determinadas as propriedades mecânicas dos materiais, como resistência, rigidez e ductilidade. As equações constitutivas podem variar dependendo do tipo de material e das condições em que o material está sendo testado.

## 4

### Validação do Modelo Matemático

Um modelo matemático foi proposto para calcular as tensões atuantes na parede do poço. Estas tensões levam a problemas graves de instabilidades. O modelo adota que a pressão de poros é constante, e parte do princípio da equação de deslocamento de forma reduzida. O presente trabalho também considera que o estado de tensão ao redor do poço se encontra de forma estática, ou seja, não é considerado as flutuações de pressões e as condições de contorno são, o raio externo  $r_o$  tendendo a  $r_w$ , ou seja, as tensões objeto de estudo são diretamente ligadas a parede do poço.

#### 4.1

##### Modelo Matemático

Adotando que a pressão de poros é constante, tem-se a equação de deslocamento de forma reduzida, ilustrado na equação 4.1 (FJAER et al, 2008).

$$\frac{d^2u}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{du}{dr} - \frac{u}{r^2} = \frac{d}{dr} \left( \frac{du}{dr} + \frac{u}{r} \right) = \frac{d}{dr} \left( \frac{1}{r} \frac{d(ru)}{dr} \right) = 0 \quad (4-1)$$

Para que a derivada de  $\frac{d(ur)}{dr}$  seja igual a zero, é necessário obter uma constante denominada de  $c_1$  conforme equação 3.84 e 3.85 (FJAER et al, 2008).

$$\frac{d}{dr} \left( \frac{1}{r} \frac{d(ur)}{dr} \right) = 0 \quad (4-2)$$

$$\frac{1}{r} \frac{d(ur)}{dr} = c_1 \quad (4-3)$$

Separando os termos, isolando  $d(ur)$  e deslocando o  $r$  e o  $dr$  para o outro lado da equação, após realizar a separação dos termos, conforme equação 4.4 é possível resolver a integral indefinida conforme equação 4.5 (FJAER et al, 2008).

$$d(ur) = c_1 r dr \quad (4-4)$$

$$\int d(ur) = \int c_1 r dr \quad (4-5)$$

Resolvendo a integral obtêm-se a equação 4.6, por ser uma integral indefinida é acrescida mais uma constante (FJAER et al, 2008).

$$u = c_1 + \frac{c_2}{r} \quad (4-6)$$

As seguintes condições de contorno são aplicadas para calibração da metodologia adotada. As tensões horizontais  $\sigma_h$  e  $\sigma_H$  são iguais, o valor do raio externo  $r_o$  é igual a  $r_w$ , ou seja, este trabalho adota o raio externo tendendo a parede do poço. Com isso, é possível concluir que são iguais, outra condição de contorno é a tensão radial que será a própria pressão do poço  $p_w$ . É possível obter as tensões em uma posição distante da parede (posição genérica) através das equações 4.22 e 4.23, com isso é possível calcular as tensões em qualquer ponto (FJAER et al, 2008).

$$r = r_w, \sigma_r = P_w \quad (4-7)$$

$$r = r_o, \sigma_r = \sigma_{ro} \quad (4-8)$$

$$\sigma_h = \sigma_H \quad (4-9)$$

Onde,  $R_w$  é o raio do poço e  $R_o$  é o raio longe do poço (posição genérica) (FJAER et al, 2008).

$$u = c_1 + \frac{c_2}{r} \quad (4-10)$$

A equação 4.10 mostra o deslocamento, ao derivar o deslocamento obtêm-se a deformação radial e tangencial, conforme as equações 4.10 e 4.11. (FJAER et al, 2008).

$$\epsilon_r = \frac{\partial u}{\partial r} = c_1 - \frac{c_2}{r^2} \quad (4-11)$$

$$\epsilon_\theta = \frac{u}{r} = c_1 + \frac{c_2}{r^2} \quad (4-12)$$

As tensões principais que agem em torno do poço em coordenadas cilíndricas são,  $\sigma_r'$ ,  $\sigma_\theta'$  e  $\sigma_z'$  conforme equação 4.12, 4.13 e 4.14, e as tensões cisalhantes são  $\tau_{r\theta}$ ,  $\tau_{rz}$  e  $\tau_{\theta z} = 0$ .

$$\sigma_r' = \sigma_r - \alpha p_f = (\lambda_{fr} + 2G_{fr})\epsilon_r + \lambda_{fr}\epsilon_\theta + \lambda_{fr}\epsilon_z \quad (4-13)$$

$$\sigma_\theta' = \sigma_r - \alpha p_f = (\lambda_{fr}\epsilon_r + (\lambda_{fr} + 2G_{fr})\epsilon_\theta + \lambda_{fr}\epsilon_z \quad (4-14)$$

$$\sigma_z' = \sigma_r - \alpha p_f = \lambda_{fr}\epsilon_r + \lambda_{fr}\epsilon_\theta + (\lambda_{fr} + 2G_{fr})\epsilon_z \quad (4-15)$$

Conforme equação 4.10 e 4.11, os termos  $\epsilon_r$  e  $\epsilon_\theta$  ao serem substituídos nas equações 4.12, 4.13 e 4.14, obtêm-se os valores das constantes  $c_1$  e  $c_2'$  (FJAER et al, 2008).

$$\sigma_r' = \sigma_r - f = (\lambda_{fr} + 2G_{fr})(C_1 - \frac{C_2}{r^2}) + \lambda_{fr}(C_1 + \frac{C_2}{r^2}) \quad (4-16)$$

Denomina-se essa parcela  $(\lambda_{fr} + 2G_{fr}) c_1$  de  $c'_1$ , e esta outra parcela  $2G_{fr}C_2$  de  $c'_2$ .

$$\sigma'_r = \sigma_r - \alpha p_f = (2\lambda_{fr} + 2G_{fr})C_1 - 2G_{fr} \frac{C_2}{r^2} \quad (4-17)$$

$$\sigma'_r = \sigma_r - \alpha p_f = C'_1 + \frac{C'_2}{r^2} \quad (4-18)$$

$$\sigma'_\theta = \sigma_\theta - \alpha p_f = C'_1 - \frac{C'_2}{r^2} \quad (4-19)$$

Resolvendo o sistema linear para encontrar os valores das constantes  $c_1$  e  $c_2$ , tem-se (FJAER et al, 2008).

$$\begin{cases} (2\lambda_{fr} + 2G_{fr})C_1 - 2G_{fr} \frac{C_2}{r_w^2} = P_w \\ (2\lambda_{fr} + 2G_{fr})C_1 - 2G_{fr} \frac{C_2}{r^2} = \sigma_r \end{cases}$$

Realizando a substituição das parcelas por  $C_1$  e por  $C_2$ , tem-se:

$$\begin{cases} C'_1 - C'_2 \frac{1}{r_w^2} = P_w \\ C'_1 - C'_2 \frac{1}{r^2} = \sigma_r \end{cases}$$

Resolvendo o determinante, obtêm-se:

$$C'_1 = \frac{\begin{vmatrix} P_w & -\frac{1}{r_w^2} \\ \sigma_r & -\frac{1}{r^2} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & -\frac{1}{r_w^2} \\ 1 & -\frac{1}{r^2} \end{vmatrix}} \quad (4-20)$$

$$C'_2 = \frac{\begin{vmatrix} 1 & p_w \\ 1 & \sigma_r \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} 1 & -\frac{1}{r_w^2} \\ 1 & -\frac{1}{r^2} \end{vmatrix}} \quad (4-21)$$

Resolvendo os determinantes e encontrando os valores de  $C_1$  e  $C_2$  para as condições de contorno aplicadas, tem-se:

$$C'_1 = \frac{R_0 \sigma_{r\theta} - R_w^2 p_w}{R_0^2 - R_w^2} \quad (4-22)$$

$$C'_2 = -\frac{R_0^2 R_w^2}{R_0^2 - R_w^2} (\sigma_{r\theta} - p_w) \quad (4-23)$$

As tensões radial e tangencial podem ser escritas da seguinte forma:

$$\sigma_r = \frac{R_0^2 \sigma_{r0} - R_w^2 p_w}{R_0^2 - R_w^2} - \frac{R_0^2}{R_0 - R_w^2} - \frac{R_w^2}{r^2} (\sigma_{r0} - P_w) \quad (4-24)$$

$$\sigma_\theta = \frac{R_0^2 \sigma_{r0} - R_w^2 p_w}{R_0^2 - R_w^2} + \frac{R_0^2}{R_0 - R_w^2} \frac{R_w^2}{r^2} (\sigma_{r0} - P_w) \quad (4-25)$$

Segundo (FJAER et al, 2008) a soma das tensões radial e tangencial é uma constante, independente de  $r$ . Desde a tensão média é constante, com isto significa que a tensão axial é constante. Quando essas expressões de cilindro

oco são aplicadas a condições de poço, é possível assumir que  $R_0 \gg R_W$ . No caso do poço vertical é realizado a substituição de  $\sigma_h$  (tensão horizontal) em vez de  $\sigma_{r\theta}$ , então obtêm-se as seguintes equações 4.26 e 4.27:

$$\sigma_r = \sigma_h - (\sigma_h - p_w) \frac{R_w^2}{r^2} = (1 - \frac{R_w^2}{r^2}) \sigma_h + \frac{R_w^2}{r^2} p_w \quad (4-26)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_h + (\sigma_h - p_w) \frac{R_w^2}{r^2} = (1 + \frac{R_w^2}{r^2}) \sigma_h - \frac{R_w^2}{r^2} p_w \quad (4-27)$$

Como o objetivo deste trabalho é calcular as tensões na parede do poço, ou seja,  $r^2$  é igual a  $R_w^2$  dividi-se a equação 4.26 e 4.27 por  $r^2$ , enfatizando que  $r^2$  é a coordenada. Ao realizar esta divisão, obtêm-se o modelo matemático que será utilizado para a resolução do problema de instabilidade de poços verticais, adotando o princípio mencionado na proposta inicial deste capítulo.

As equações 4.28 e 4.29 são utilizadas para calcular as tensões na parede do poço vertical, obedecendo as condições de contorno deste trabalho.

$$\sigma_r = P_w \quad (4-28)$$

$$\sigma_\theta = 2\sigma_h - p_w \quad (4-29)$$

## 4.2

### Análise Dimensional

#### 4.2.1

##### Lista de Variáveis Dependentes e Independentes

Para compilar os resultados que serão mostrados no capítulo 5. Foi realizado uma análise dimensional, o objetivo principal é fazer com que ocorra uma separação das variáveis dependentes das variáveis independentes, bem como que se tornem variáveis adimensionais, e isto certamente facilitará a interpretação dos mapas, fazendo com que seja possível obter uma visão mais ampla do comportamento do poço.

As variáveis independentes são: Ângulo de atrito  $\phi$ , coesão dos grãos (kPa,  $S_0$ ), porosidade inicial da rocha na superfície ou fundo do mar (adimensional,  $\phi_0$ ), profundidade total (H), profundidade da lâmina d'água (La, em (m)), massa específica do fluido de perfuração ( $kg/m^3$ ,  $\rho_l$ ), massa específica da água do mar ( $kg/m^3$ ,  $\rho_{sw}$ ), massa específica da água do grão da rocha ( $kg/m^3$ ,  $\rho_l$ ), gravidade ( $9.8 m/s^2$  (g)), constante de variação da porosidade com a profundidade  $m^{-1}$  (k), constante de Biot (adm,  $\alpha$ ) e pressão de poros (kPa,  $P_p$ ).

A tabela 4.1 mostra as variáveis e suas respectivas unidades, as três primeiras colunas (H,  $\rho_l$  e  $P_p$ ) são pilares que compõem o objetivo principal, que é encontrar mediante operações lineares nas linhas, a obtenção da matriz unitária para as variáveis de base.

Tabela 4.1: Análise dimensional

	H	$\rho_l$	Pp	$S_0$	La	$\rho_{sw}$	$\rho_f$	$\rho_g$	g	k	$\phi_0$	$\theta$	$\alpha$
m	1	-3	-1	-1	1	-3	-3	-3	1	-1	0	0	0
kg	0	1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0
s	0	0	-2	-2	0	0	0	0	-2	0	0	0	0

Fonte: Elaboração própria

Após realizar uma operação linear somando a linha 1 (L1) mais 3 vezes linha 2 (L2), ou seja,  $(L1 + 3 \times L2)$ , e substituindo o resultado na linha 2 (L2), obtêm-se a tabela 4.2. Destacando que o objetivo principal é encontrar a matriz unitária, uma vez que os cálculos e a interpretação dos mapas ficam de fácil entendimento e é possível elaborar inúmeros tipos de mapas, observando de forma mais detalhada o comportamento do poço.

Tabela 4.2: Análise dimensional

	H	$\rho_l$	Pp	$S_0$	La	$\rho_{sw}$	$\rho_f$	$\rho_g$	g	k	$\phi_0$	$\theta$	$\alpha$
*	1	0	2	2	1	0	0	0	0	-1	0	0	0
*	0	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	0
*	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaboração própria

Ao realizar a última operação linear para encontrar a matriz unitária, necessitou-se realizar a seguinte manipulação, multiplicar  $(-2 \times L3 + L1)$  e substituir na linha 1 (L1).

Tabela 4.3: Análise dimensional

	H	$\rho_l$	Pp	$S_0$	La	$\rho_{sw}$	$\rho_f$	$\rho_g$	g	k	$\phi_0$	$\theta$	$\alpha$
H	1	0	0	3	1	0	0	0	-1	-1	0	0	0
$\rho_l$	0	1	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0
Pp	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaboração própria

Conforme ilustrado na tabela 4.3, encontrou-se a matriz unitária. Destacando que existe a probabilidade de ocorrer falha no poço em 13 variáveis, são elas: H,  $\rho_l$ ,  $P_p$ ,  $S_0$ , La,  $\rho_{sw}$ ,  $\rho_f$ ,  $\rho_g$ , g, k,  $\phi_0$ ,  $\theta$  e  $\alpha$ .

Com o mapeamento do poço, é possível identificar as variáveis que podem levar o poço a falhar, de modo geral, serão simulados falhas por

cisalhamento e por tração. As variáveis abaixo irão simular o comportamento do poço, serão realizadas algumas simulações gráficas, onde será objeto deste estudo detalhar a importância de cada variável mencionada a seguir:

$$\left( \frac{S_0}{P_p}, \frac{La}{H}, \frac{\rho_{sw}}{\rho_l}, \frac{\rho_f}{\rho_l}, \frac{\rho_g}{\rho_l}, \frac{\rho_l g H}{P_p}, k, H, \phi_0, \theta, \alpha \right).$$

## 5

### Calibração do método - Relação das equações do modelo com as equações de Kirsch

As equações de Kirsch são um conjunto de equações usadas para analisar o estado de tensão em torno de uma abertura circular em um material elástico sob carga. Essas equações foram desenvolvidas por Otto Kirsch no início do século XX e têm aplicações significativas na mecânica dos materiais (Kirsch, 1898).

As equações de Kirsch permitem determinar as tensões principais e as tensões de cisalhamento em qualquer ponto ao redor de uma abertura circular sujeita a uma carga externa. Elas são baseadas em uma solução analítica para o estado de tensão plana, assumindo que o material é elástico e linearmente elástico (Kirsch, 1898).

A equação fundamental de Kirsch é a seguinte:

$$\sigma_{\theta} = \sigma_r + \sigma_z + A\left(1 - \frac{R^2}{a^2}\right) - B\left(1 + \frac{R^2}{a^2}\right) \quad (5-1)$$

Onde,  $\sigma_{\theta}$  é a tensão circunferencial (tangencial) na direção ao redor da abertura.  $\sigma_r$  é a tensão radial (normal) na direção do centro da abertura.  $\sigma_z$  é a tensão axial (na direção do eixo) na direção perpendicular à superfície do material.  $R$  é a distância radial a partir do centro da abertura.  $a$  é o raio da abertura.  $A$  e  $B$  são constantes relacionadas à carga aplicada. Essa equação relaciona as tensões no material à geometria da abertura e à carga aplicada. A partir dela, é possível determinar as tensões principais (máxima e mínima) e as tensões de cisalhamento em qualquer ponto ao redor da abertura (Kirsch, 1898).

As equações de Kirsch são amplamente utilizadas em engenharia estrutural e na análise de componentes com aberturas circulares, como placas, cascas e discos. Elas fornecem informações valiosas sobre o comportamento do material nessas regiões críticas, auxiliando no projeto e na avaliação de resistência e fadiga de estruturas (Kirsch, 1898).

$$\sigma_{\theta} = \sigma_r + \sigma_z + A\left(1 - \frac{R^2}{a^2}\right) - B\left(1 + \frac{R^2}{a^2}\right) \quad (5-2)$$

As equações abaixo são conhecidas como Equações de Kirsch, as mesmas foram aplicadas para uma placa infinita, porém o estudo de Kirsch em 1898 não foram contempladas pressão interna, sendo assim, para calibrar o modelo tendo

como base as equações de Kirsch é essencial utilizar o critério da sobreposição, conforme figura 5.1.

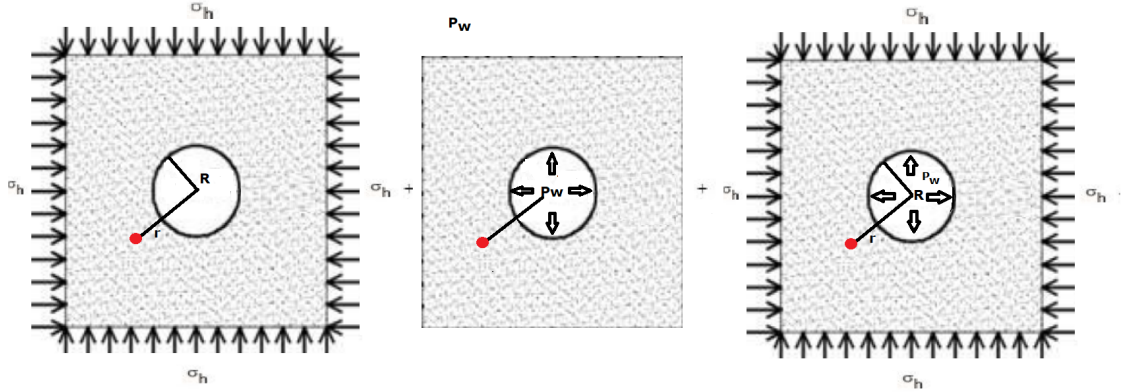


Figura 5.1: Método da sobreposição, figura editada de (Jensen, 2019)

A calibração do modelo matemático na parede do poço aplicando o critério da sobreposição fica da seguinte forma, conforme equações 5.3 e 5.4 (Jensen, 2019).

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_h + \sigma_H)(1 - \frac{R_w^2}{r^2}) - \frac{1}{2}(\sigma_h - \sigma_H)(1 - 4\frac{R_w^2}{r^2} + 3\frac{R_w^4}{r^4})\cos(2\theta) \quad (5-3)$$

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_h + \sigma_H)(1 + \frac{R_w^2}{r^2}) + \frac{1}{2}(\sigma_h - \sigma_H)(1 + 3\frac{R_w^4}{r^4})\cos(2\theta) \quad (5-4)$$

Organizando as equações 5.4 e 5.5 que são as equações de Kirsch. Reforçando que as tensões horizontais  $\sigma_H$  e  $\sigma_h$  são iguais devido as condições de contorno aplicadas, e a tensão de compressão é considerada positiva.

$$\sigma_r = \sigma_h(1 - \frac{R_w^2}{r^2}) - \sigma_h(1 - 4\frac{R_w^2}{r^2} + 3\frac{R_w^4}{r^4})\cos(2\theta) \quad (5-5)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_h(1 + \frac{R_w^2}{r^2}) \quad (5-6)$$

Aplicando o método da sobreposição, será adicionado a pressão nas equações de Kirsch.

$$\sigma_r = P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (5-7)$$

$$\sigma_\theta = -P_w \frac{R_w^2}{r^2} \quad (5-8)$$

Conforme equações 5.9 e 5.10 as pressões foram adicionadas.

$$\sigma_r = P_w \frac{R_w^2}{r^2} + \sigma_h(1 - \frac{R_w^2}{r^2}) - \sigma_h(1 - 4\frac{R_w^2}{r^2} + 3\frac{R_w^4}{r^4})\cos(2\theta) \quad (5-9)$$

$$\sigma_\theta = -P_w \frac{R_w^2}{r^2} + \sigma_h(1 + \frac{R_w^2}{r^2}) \quad (5-10)$$

Para  $r = r_w$ , tem-se:

$$\sigma_r = P_w \quad (5-11)$$

$$\sigma_\theta = 2\sigma_h - P_w \quad (5-12)$$

Para  $r \rightarrow \infty$ , tem-se:

$$\sigma_r \rightarrow 0 \quad (5-13)$$

$$\sigma_\theta \rightarrow 0 \quad (5-14)$$

A efeito de informação adicional, caso a equação de Kirsch 5.5 e 5.6 tende ao  $\infty$ , tem-se:

Para  $r \rightarrow \infty$ , tem-se:

$$\sigma_r \rightarrow \sigma_h(1 - \cos 2\theta) \quad (5-15)$$

$$\sigma_\theta \rightarrow \sigma_h \quad (5-16)$$

## 6

### Análise dos resultados

Nesta seção os resultados obtidos usando a linguagem de Python serão analisados. O objetivo é verificar a sensibilidade dos modos de falha às variáveis que governam o sistema. Deste modo, os parâmetros mais críticos poderão ser dimensionados convenientemente para garantir a permanência do poço na região de estabilidade.

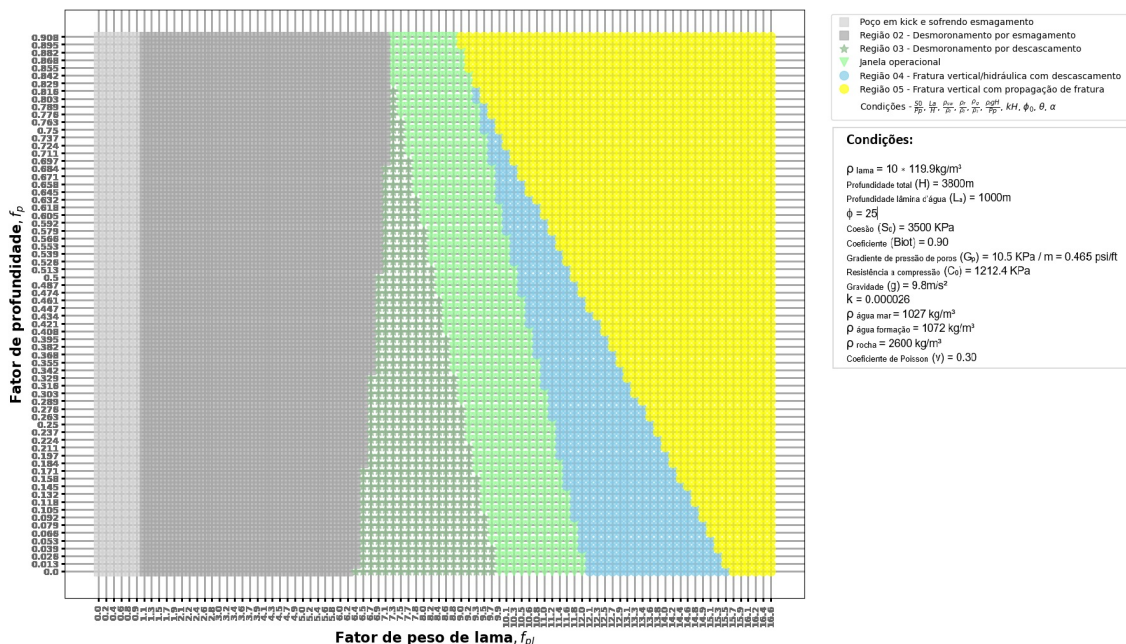


Figura 6.1: Fator de profundidade x Fator de peso de lama,  $L_a=1000$  e  $H=3800$

Na figura 6.1 a sensibilidade do poço, a variação da massa específica do fluido de perfuração e ao fator de profundidade da lâmina d'água ( $\frac{L_a}{H}$ ) são analisados. São realizados variações destes dois adimensionais, mantendo os outros adimensionais constante e construindo um mapa de estados do poço. Estes dois números são os mais críticos, indicando que a massa específica do fluido de perfuração,  $\rho_l$ , e a profundidade da lâmina d'água,  $L_a$  que em uma dada perfuração a lâmina d'água é um valor imposto e fixo.

Do lado esquerdo no eixo x, observa-se em cinza-claro o poço sofrendo o influxo indesejado (kick), pois a pressão interna do poço  $P_w$  é menor que a pressão externa, qualquer região do mapa que o fator do peso do

fluido ficar abaixo de 1,0 sofrerá kick. Na região cinza-escuro (região 02) que está no intervalo do fator de peso do fluido está entre 1 e 6,4 ocorre um desmoronamento por esmagamento, pois o peso do fluido não é suficiente para sustentar a pressão externa e consequentemente a parede do poço sofre uma pressão muito forte sendo esmagada.

Na região 03 que varia no intervalo de 6,4 a 9,7 ocorre um desmoronamento por descascamento. A pressão interna  $\sigma_r$  tem força para sustentar a ação externa, porém a parede do poço começa a descascar e desprender fragmentos de rocha, o que pode ser um grande problema também, apesar de não acontecer o esmagamento, mas o poço começa a dar indícios que necessita de uma pressão interna mais alta para alcançar a próxima região que é a estabilidade.

A região da janela operacional em verde-claro é o ponto ótimo, onde é possível obter a plena garantia que a perfuração será um sucesso. O gradiente de fratura e colapso estão sendo respeitados, não ocorre nenhum tipo de falha, seja ela por fratura ou cisalhamento, pois a pressão interna está mantida, os gases que estão adsorvidos nos fluidos contidos nos poros da formação estão sendo controlados pela pressão interna a medida que estão saindo do maciço rochoso.

Observa-se que no eixo da ordenada do mapa está representado por uma variável  $\frac{La}{H}$  também adimensional. Existem alguns cenários a serem analisados, o primeiro é que a medida que  $\frac{La}{H}$  se aproxima de 1, a janela operacional tende a diminuir, ou seja, a medida que a lâmina d'água cresce e consequentemente a região de rocha for diminuindo, a perfuração torna-se mais difícil de ocorrer.

Ainda na figura 6.1 observa-se o ponto no eixo y (0.829), neste cenário é considerado uma lâmina d'água ( $La$ ) muito grande e pouca região rochosa, a região de estabilidade é muito pequena. Este cenário ocorreu na Bacia de Campos, poços com alta lâmina d'água e pouco sedimento tornando a perfuração mais complexa, qualquer erro pode colocar em dois cenários distintos, o primeiro a ocorrer o desmoronamento por esmagamento (região esquerda da figura), o segundo é ocorrer uma fratura vertical e não ter tempo nenhum de reação para contornar, pois a fratura tende a se propagar de maneira muito rápida.

Na área em azul existe a fratura vertical ou hidráulica, esta falha representa um excesso do peso do fluido no poço, esta pressão alta vai ocasionar uma fratura hidráulica, a pressão  $\sigma_r$  é muito alta, consequentemente a tensão circunferencial  $\sigma_\theta$  é muito pequena. Estudando o caso anterior, a medida que a lâmina d'água tende a ser mais profunda e a região rochosa se torna muito pequena, ou seja, uma perfuração onde tem uma lâmina d'água muito profunda e pouco sedimento acima pode ocorrer uma falha abrupta, pois a

janela operacional é muito pequena e qualquer mudança de pressão do poço leva o poço a severos danos.

Ainda na figura 6.1 região simulada em amarelo é possível visualizar uma fratura vertical ou hidráulica com propagação de fratura instantânea, nesta região a pressão interna chegou a um ponto que não tem como reverter, região de total insegurança, a pressão interna do poço quebra a formação e a fratura é propagada, gerando perdas de fluido para a formação e danos para a operação.

A janela operacional é de suma importância para que a operação tenha sucesso, uma falha por cisalhamento ou desmoronamento pode aprisionar as ferramentas de perfuração e gerar perda de tempo de sonda, prejuízos financeiros para a empresa e até mesmo um desmoronamento caso o poço tenha um baixo peso do fluido, o que pode levar a prejuízos enormes, perda parcial ou total do poço, por isso a importância de procedimentos bem elaborados, sistemas confiáveis, memoriais de cálculos bem elaborados, treinamentos de segurança e barreiras que diminuam a probabilidade de riscos de acidentes.

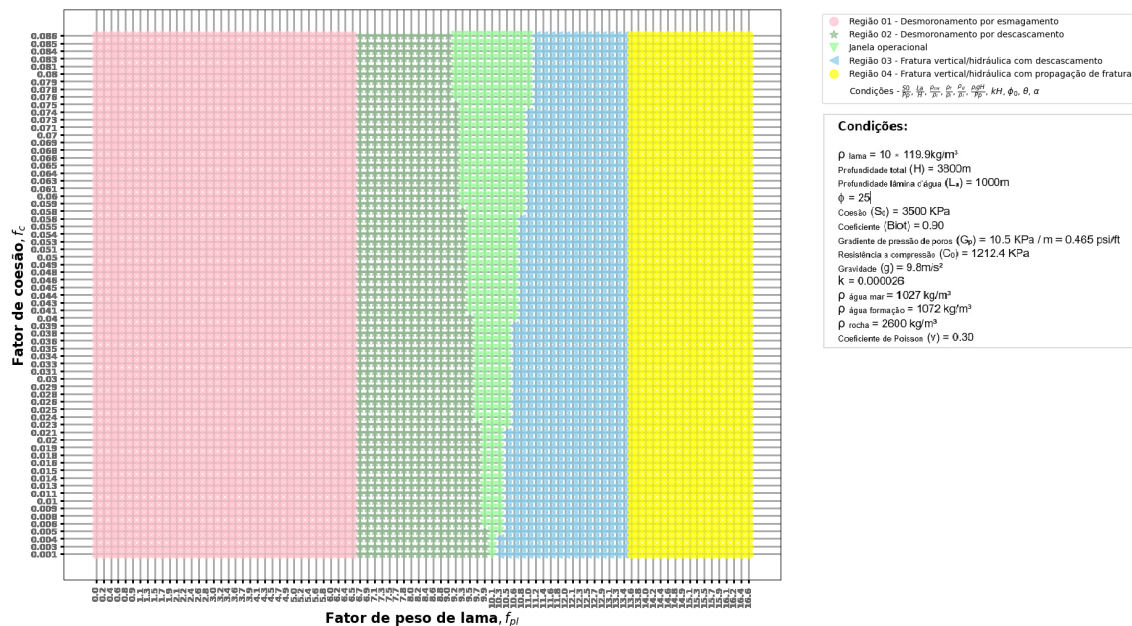


Figura 6.2: Fator de coesão x Fator de peso de lama,  $S_0 = 3500$

A figura 6.2 traz uma mudança interessante, no eixo da ordenada (eixo y) tem  $\frac{S_0}{P_p}$ , ou seja, este mapa está relacionando a coesão com a pressão da rocha, em outras palavras, está associado a atração das partículas da rocha, a coesão interatômica da rocha e essa coesão está ligada a superfície de perfuração. Em caso de um aumento da coesão da rocha a probabilidade daquele plano falhar por cisalhamento é menor, ao observar a região de segurança (área em verde) pode-se visualizar o aumento da coesão, a medida que ocorre esse aumento

a região em verde sofre um alargamento de forma proporcional, ou seja, a área de estabilidade aumenta, isto implica que o inverso também é verdadeiro. Ao observar a região 02 (região esquerda) da figura, ocorre a diminuição bem como a região 03 (área da direita), pois a probabilidade de ocorrer uma falha é menor, pois a coesão que é a relação da cimentação entre os grãos, quanto maior a cimentação, menor a porosidade e maior a coesão entre as partículas da rocha e consequentemente esta rocha resiste a uma tensão maior. Então a Coesão está ligada diretamente a integridade estrutural do poço, ao realizar a perfuração certamente ocorreu um estudo da coesão da rocha a ser explorada.

Ainda analisando a figura 6.2 o mapa na região 03 (Poço em kick e desmoronando) apresenta a falha por kick, observa-se que o eixo x está dividido pela pressão de poros que é o fator de peso do fluido a  $(\frac{\rho_{lama} * g * H}{P_p})$ . Esta relação dar uma visão ampla do poço de como está o comportamento, todo o comparativo está baseado na pressão de poros, ou seja, pressões inferiores a 1 é um alerta de kick, o poço está admitindo fluido para dentro, pois o peso está baixo, com isso ocorre à existência de uma pressão hidrostática no interior do poço insuficiente para conter a pressão da formação. Após equalizar esta pressão a região volta a ficar estável.

O kick é muito prejudicial ao poço e a segurança operacional em sua totalidade, existem alguns indícios que podem ajudar a identificar uma ocorrência de um kick. Um deles é o aumento brusco do volume do fluido nos tanques, este fator é o resultado da invasão de fluidos da formação, qualquer variação positiva do volume do fluido nos tanques precisa ser checada imediatamente, ou seja, o volume de retorno é muito maior, pois o fluido oriundo da formação migra para o poço em questão.

Esta análise de sensibilidade gera inúmeros resultados, cada ponto do mapa é uma simulação real do poço, quando se atinge um fator de peso de lama de 9,8, o poço alcança a estabilidade apenas com um fator de profundidade de 0.224, abaixo deste valor o poço fica instável, caso seja necessário trabalhar com um peso baixo peso do fluido, primeiro tem que ser considerado a profundidade da lâmina d'água ( $L_a$ ), o mesmo raciocínio se estende para o fator de peso do fluido de 10,3, a região que gera a estabilidade é em torno de 0.068 do fator de profundidade, o que é considerada uma lâmina muito rasa.

Ao chegar no peso ideal, é possível obter uma janela operacional estável e esse valor é em torno de 10,8. Este limite permite ocorrer uma perfuração independente da lâmina, isto garante uma área de segurança maior e uma perfuração mais estável. Esta pesquisa adota uma lâmina d'água de 1000 metros, o que corresponde a 0.2631 do fator de profundidade. A variação desta camada influencia diretamente no gradiente de sobrecarga, pois a massa

específica da água é muito menor que a massa específica da rocha. Então se a perfuração ocorre em uma lâmina d'água muito profunda e uma camada de rocha muito pequena, certamente o comportamento das tensões tendem a mudar, ou seja, o  $\sigma_1$  que normalmente é a tensão de sobrecarga tem uma grande chance de não ser, pois esta tensão que é o peso exercido da lâmina d'água somado ao peso da formação é baixo, o que pode ocasionar em falhas caso a pressão do poço tenha anormalidades, em resumo a lâmina d'água influencia diretamente no peso do fluido e no ordenamento das tensões principais, como, por exemplo, na bacia de Campos para os campos do pós-sal, baixa altura de sedimentos e alta lâmina d'água.

Ao lado direito do mapa foi possível obter uma região em azul, esta área indica que o peso excedeu o limite de segurança gerando instabilidades e uma fratura hidráulica, ou seja, houve um aumento demasiado na pressão interna do poço  $\sigma_r$  e uma diminuição da tensão circunferencial  $\sigma_\theta$ , pois elas são inversamente proporcionais. Estes níveis de tensão tende a aumentar o diâmetro do poço, normalmente são oriundos de uma onda hidráulica, um aumento repentino da pressão do poço. Por exemplo, um ligar e desligar muito rápido das bombas de lama, estas ondas hidráulicas geram falhas estruturais muito danosas, pois o fluido literalmente dá “marteladas” no interior da tubulação, gerando um escoamento muito turbulento, provocando severos danos a parede do poço.

(Frota, 2011) propôs em sua pesquisa o fenômeno de um aumento brusco da pressão interna do poço, isto ocorre quando existe uma vibração ou choque que aumenta de forma repentina a pressão e gera esses golpes no poço, isto pode ser ocasionado como mencionado anteriormente, por um rápido fechamento de uma válvula, uma obstrução na tubulação, o fluido que foi obstruído retorna e se chocar com o fluido que vem em sentido contrário. O último cenário observável na área em amarelo, é a propagação da fratura, ou seja, a falha da formação, pois a trinca ganha força motriz e propaga de uma maneira muito rápida atingindo velocidades muito altas de forma súbita, em linhas gerais a região segura é a janela operacional respeitando os limites inferior e superior desta janela.

A figura 6.3 apresenta um comportamento já aguardado, pois está relacionando a resistência a compressão da rocha  $C_0$ , na área em verde é nítido a influência desta variável no comportamento do poço, o eixo da ordenada (fator de peso do fluido) está dividindo  $C_0$  por  $P_p$ , onde  $P_p$  é a pressão de poros. Quando o mapa apresenta uma divisão baixa deste valor, praticamente o poço não gera um range de estabilidade, mas a medida que o numerador  $C_0$  aumenta, a janela de estabilidade em verde aumenta de forma proporcional,

gerando um range maior para a perfuração e, enquanto o mapa relaciona  $C_0$  que é a resistência a compressão, correlaciona também com o peso do fluido, que está dividido pela pressão de poros e mostra que para haver uma perfuração estável da rocha precisa ter uma boa resistência  $C_0$ .

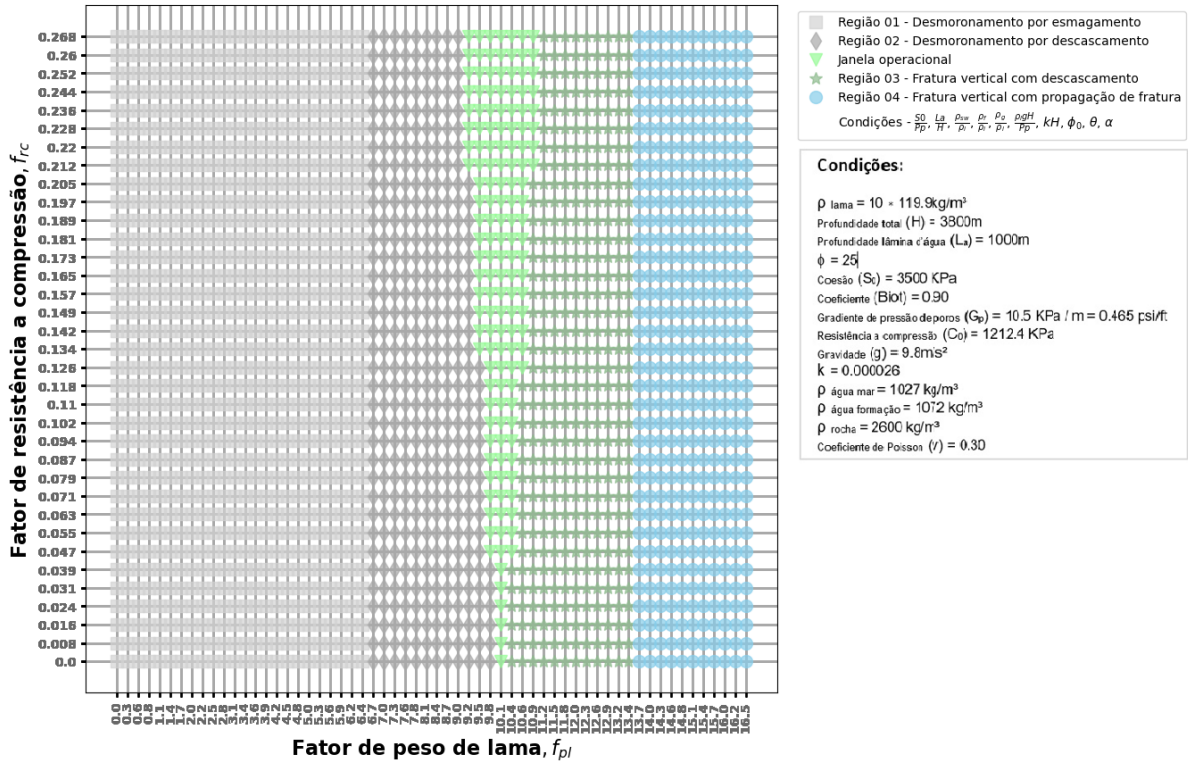


Figura 6.3: Resistência a compressão da rocha,  $S_0 = 3500$

Perfurações em lâminas d'água ultraprofundas requer cuidados extras, valores altos do fator de profundidade leva a baixos gradientes de sobrecarga, ocasionando baixos gradientes de fratura e, conseqüentemente, dificultando as operações de perfuração pela redução da janela operacional. Isto pode ser observado na figura 6.4, esta simulação é realizada aumentando a profundidade da lâmina d'água. Com a variação deste adimensional, a janela operacional torna-se muito estreita.

Nos mapas 6.4 e 6.5 os valores de ( $L_a$ ) valem 2000m e 3000m respectivamente, já os valores de H são 8000m em ambos os mapas. A diferença é que o mapa 6.5 a área de propagação de fratura (região amarelo) é maior a medida que ocorre o aumento do fator de profundidade. Isto eleva o risco em caso de um aumento inesperado da pressão interna do poço, pois a região de transição das áreas de janela operacional e a fronteira de propagação de fratura é muito pequena. Pode-se concluir que o adimensional ( $\frac{L_a}{H}$ ) é fundamental para estabelecer e conhecer as fronteiras de falha do poço, e com isso definir a janela operacional.

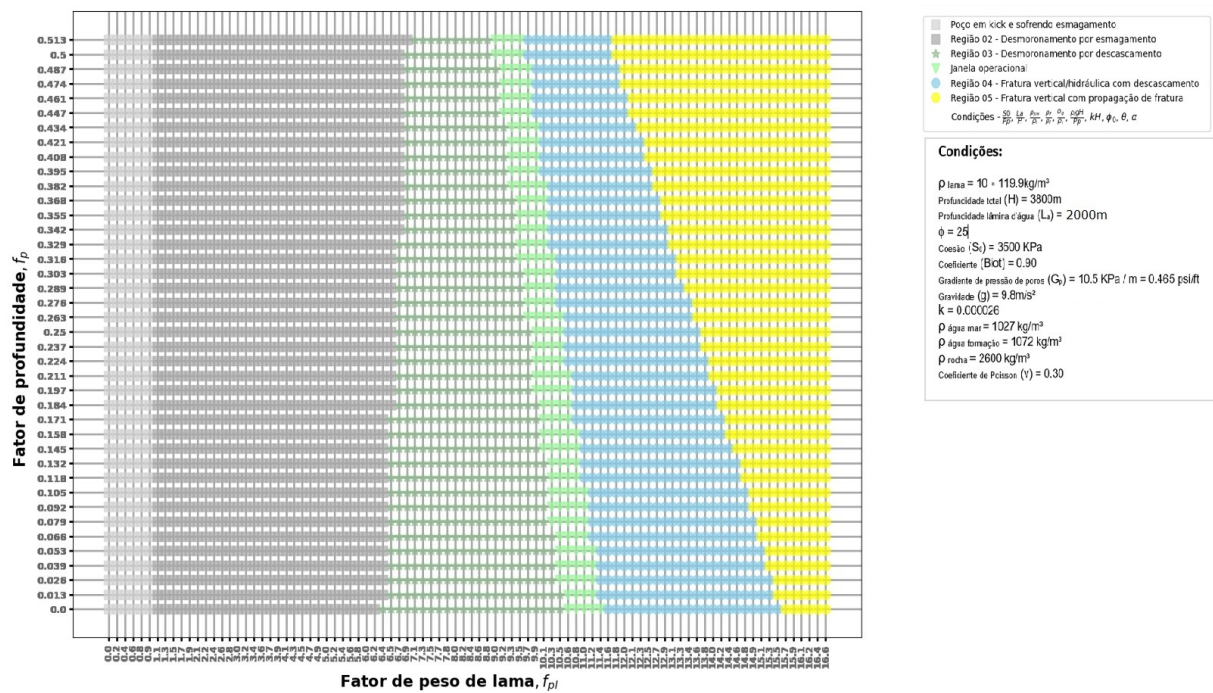


Figura 6.4: Fator de profundidade x Fator de peso de lama,  $L_a=2000$  e  $H=8000$

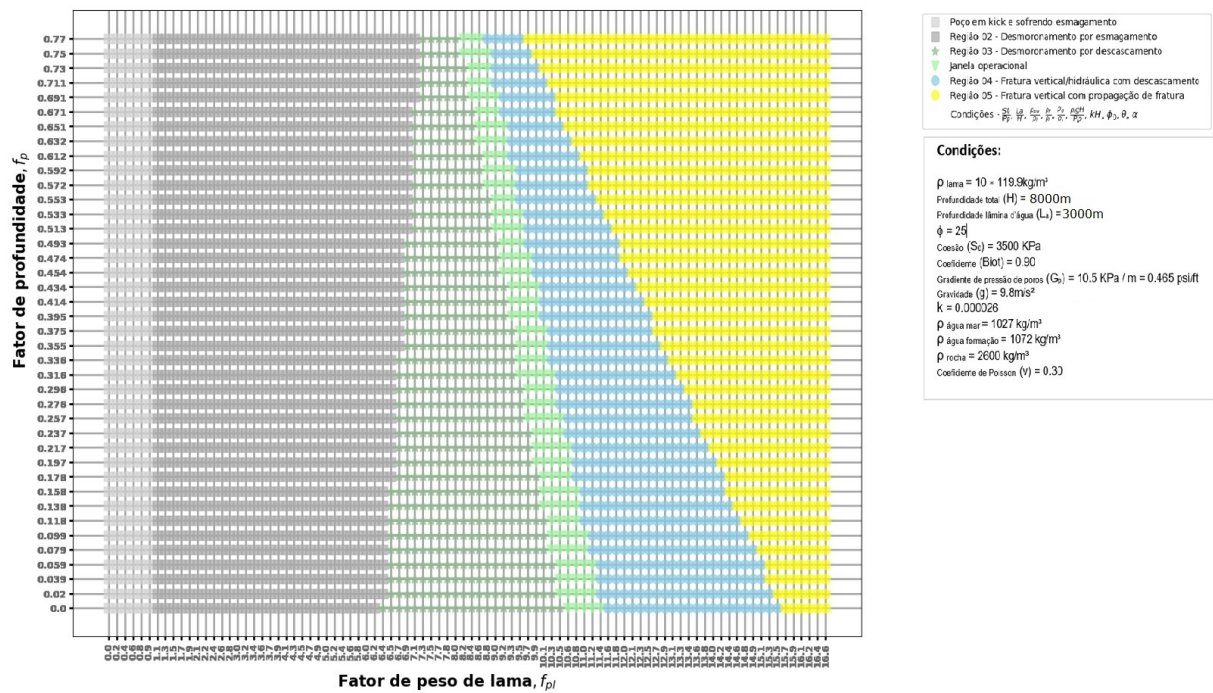


Figura 6.5: Fator de profundidade x Fator de peso de lama,  $L_a=3000$  e  $H=8000$

A figura 6.6 relaciona o fator de coesão e o fator de peso de lama. Nesta simulação o fator de coesão é reduzido para 1000, esta redução impacta diretamente no tamanho da janela operacional, tornado-a estreita, pois a coesão da rocha diminuiu bruscamente.

É possível concluir que para valores de fatores de coesão muito baixo, a perfuração torna-se muito instável, pois os valores influenciam diretamente na ligação atômica, ou seja, o quanto o solo está agrupado. Ainda observando a figura 6.6, conclui-se que a medida que o fator de coesão aumenta, a janela operacional tende a abrir.

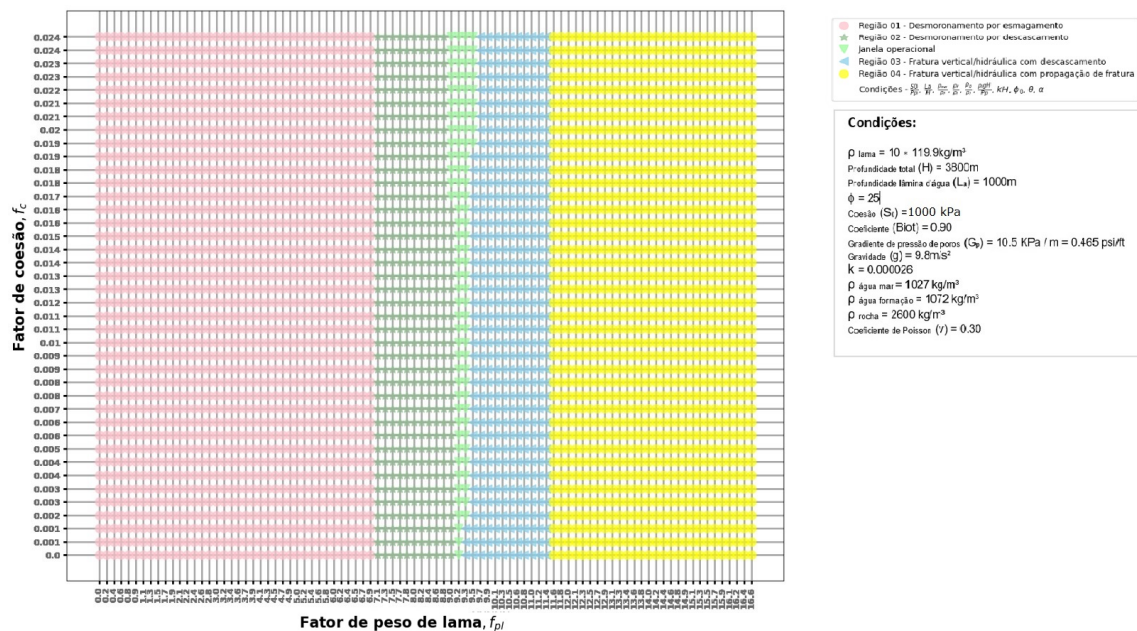


Figura 6.6: Fator de coesão x Fator de peso de lama,  $S_0 = 1000$

Nas simulações realizadas nas figuras 6.7, 6.8 e 6.9 houve um aumento da coesão, ou seja, a medida que ocorre o aumento, a superfície de contato entre os grãos e a compactação do solo é maior, com isso aumenta-se a resistência ao deslocamento entre as partículas.

Os fatores de coesão das figuras 6.7, 6.8 e 6.9 são 2000, 5000 e 7000 respectivamente. Com isso, é possível ratificar a importância de um solo coeso, com um fator de coesão alto. A medida que ocorre um aumento deste adimensional, ocorre o alargamento da janela operacional, trazendo segurança e estabilidade para a operação.

A figura 6.9 estabelece um mapa mais seguro, pois a definição da resistência ao cisalhamento do solo está relacionada a tensão que ocorre no plano de ruptura no instante da ruptura. A Figura 6.9 exemplifica um solo que apresenta uma resistência ao cisalhamento muito alta, a coesão interatômica

difículta a ruptura do solo, ocorrendo o alargamento da janela operacional a medida que o fator de coesão aumenta.

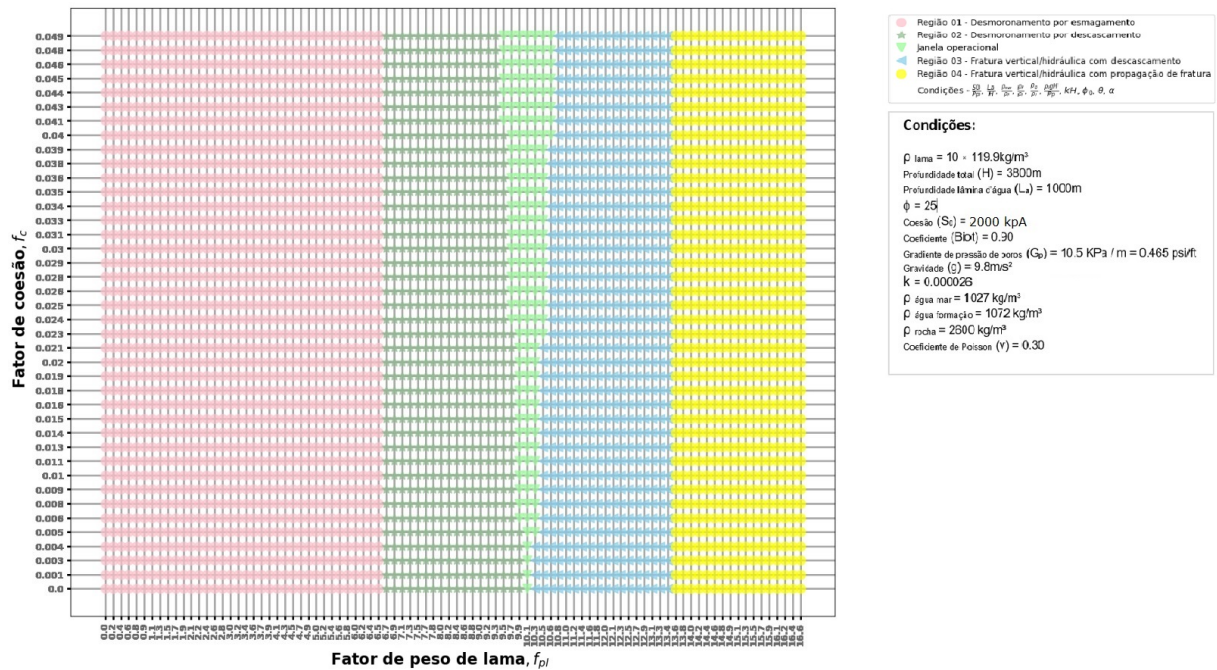


Figura 6.7: Fator de coesão x Fator de peso de lama,  $S_0 = 2000$

Nas figuras 6.8 e 6.9 os mapas de falha ilustram que a medida que o fator de coesão aumenta, a região de falha por fraturamento hidráulico (região azul) diminui, em resumo a transição da janela operacional para a região de fraturamento hidráulico com propagação de trinca (região amarela) é muito pequena. Apesar da janela operacional ser muito ampla e confortável, este ponto é importante ressaltar, pois em caso de uma perda do controle do poço e um aumento de pressão súbito, pode ocorrer a propagação de fratura de forma repentina.

Outro ponto de destaque nos mapas ilustrados pelas figuras 6.8 e 6.9 é o fator de peso de lama, esta correlação do peso do fluido é influenciado pelo fator de coesão do poço. No caso da figura 6.8 e 6.9 a medida que o fator de coesão aumenta, é possível trabalhar com pesos de fluido maiores, isto permite que a janela operacional tenha limites inferior e superior espaçadas.

A importância da determinação da janela operacional deve-se ao fato de que o fluido de perfuração precisa estar limitado, superiormente, pela curva de gradiente de fratura e, inferiormente, pelas curvas de gradiente de colapso inferior e poros, pois o excesso de peso de fluido pode gerar fratura da formação e perda de circulação do poço e o baixo peso de fluido pode gerar cascalhos desmoronados.

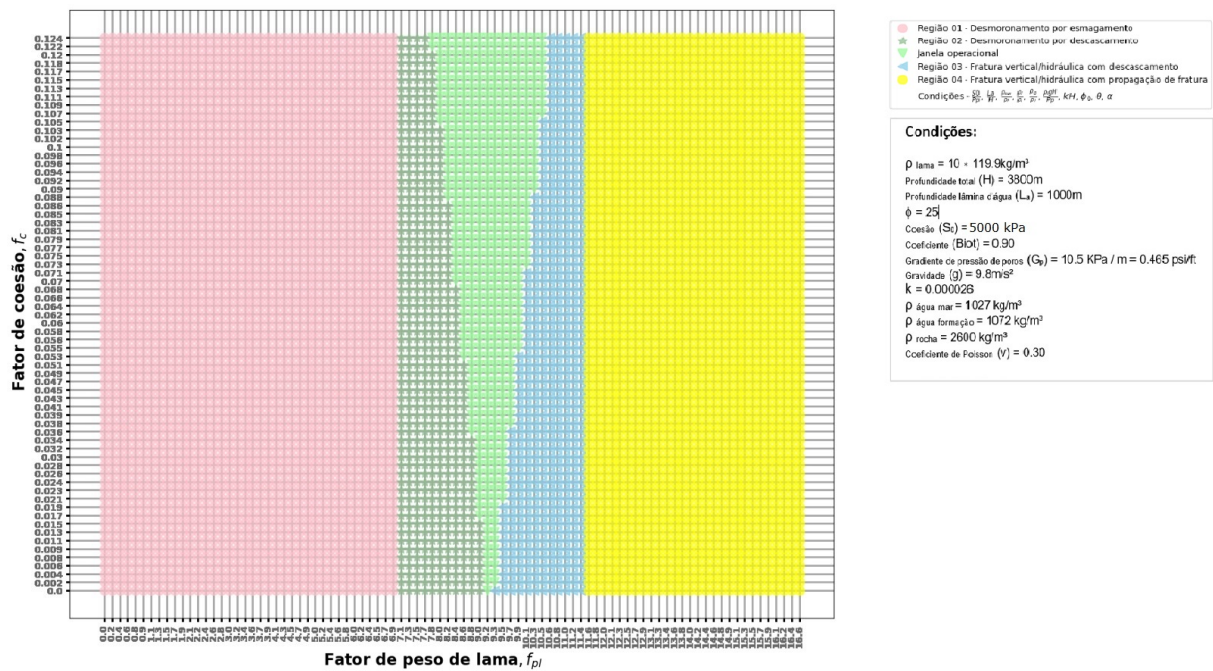


Figura 6.8: Fator de coesão x Fator de peso de lama,  $S_0 = 5000$

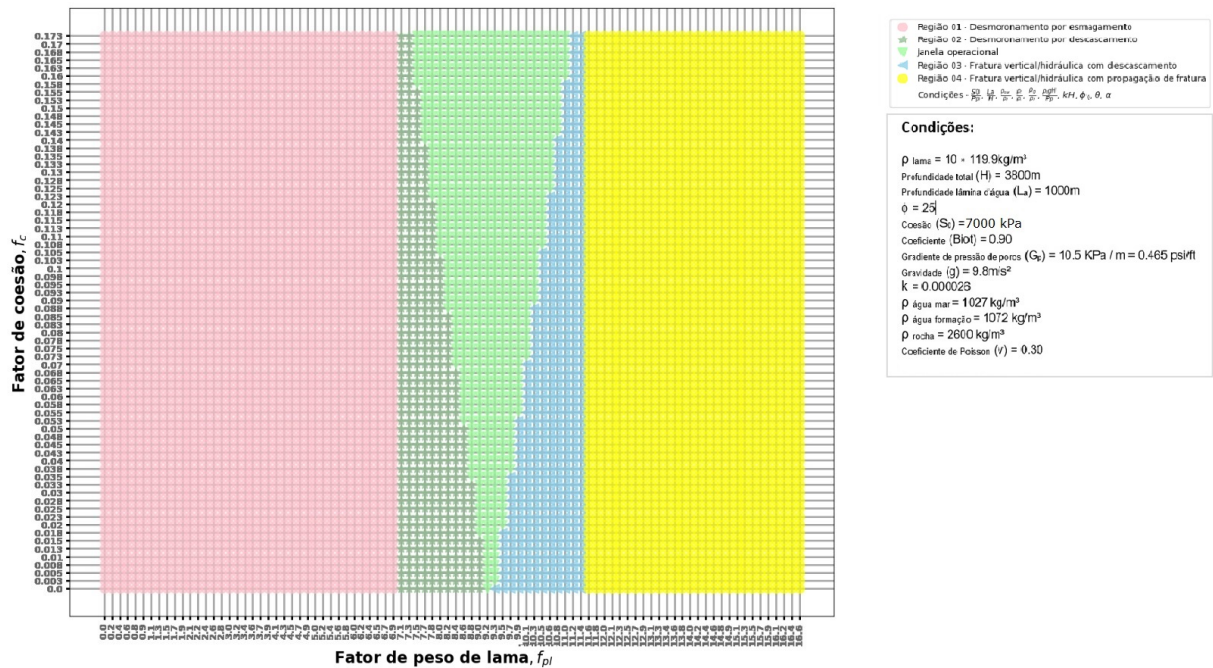


Figura 6.9: Fator de coesão x Fator de peso de lama,  $S_0 = 7000$

A figura 6.10 apresenta um mapa já aguardado, por conta do estreitamento da janela operacional. Este estreitamento é em função da coesão da formação, como a resistência da rocha está diretamente ligada a coesão, nesta simulação  $S_0$  foi reduzido para 1000, como consequência o fator de resistência da rocha  $f_{rc}$  impacta diretamente na janela operacional do poço (área da cor verde), a medida que o fator de resistência diminui, o estreitamento é proporcional.

Para valores até 0.053 os limites tanto inferior, quanto superior são mínimas, sendo possível apenas perfurar com o auxílio do MPD (managed pressure drilling). Managed Pressure Drilling é uma técnica adaptada na perfuração convencional no qual adiciona alguns equipamentos de superfícies durante as fases de perfuração, a fim de estabilizar de forma precisa a pressão do poço e controlar as flutuações de pressão. Detalhando o mapa apresentado na figura 6.3, a partir de 0.053 a janela operacional ganha um pequeno alargamento, valores que ainda não são suficientes para realizar uma operação segura.

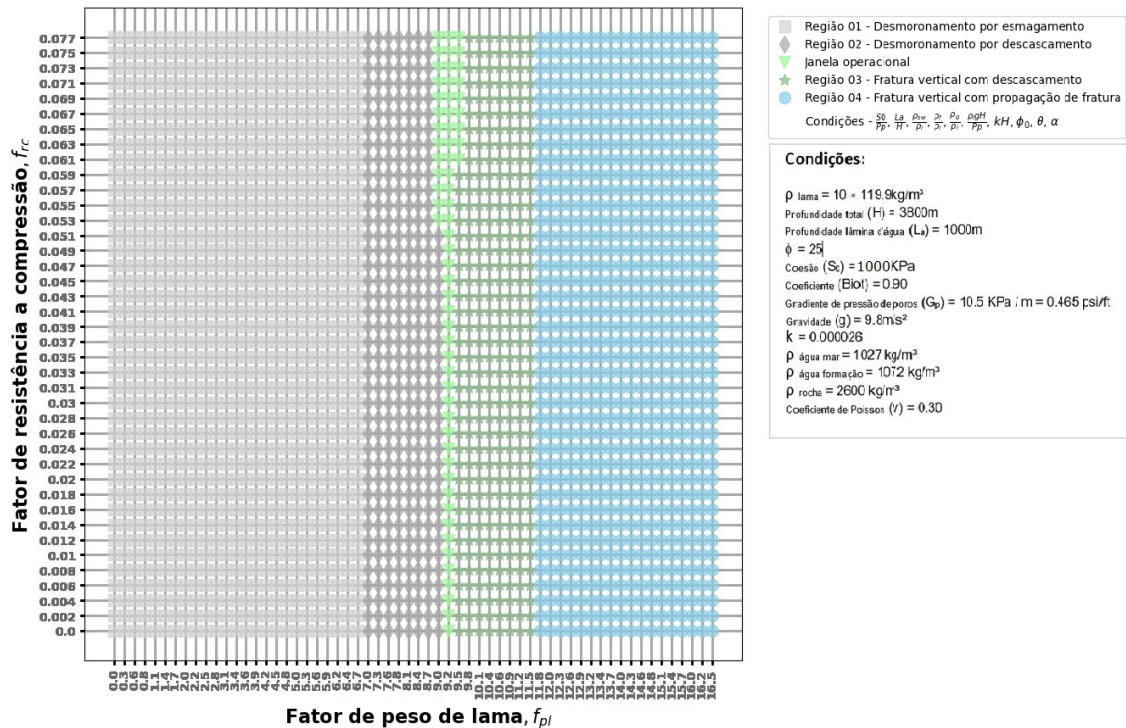


Figura 6.10: Resistência a compressão da rocha,  $C_0 = 1000$

O mapa da figura 6.11 apresenta uma janela mais larga, os limites inferior e superior ganharam um espaço, muito em função da coesão, para esta simulação foi adotado o valor de 2000, fazendo com que o fator de resistência a compressão  $f_{rc}$  tenha ganhado mais espaço no gráfico.

Durante o processo de perfuração, o MPD vem sendo bastante utilizado para evitar os tempos improdutivos de sonda, nas perfurações convencionais é normal encontrar esses equipamentos para manter o controle do poço. Em alguns poços que apresentam uma ampla janela operacional, o MPD é desligado, sendo utilizado apenas em perfurações de poços em zonas (fases) muito críticas. Como descrito anteriormente, umas das finalidades é controlar precisamente o perfil de pressão anular em todo trajeto da zona (crítica) que está sendo perfurada, como também manter a pressão do fundo do poço constante.

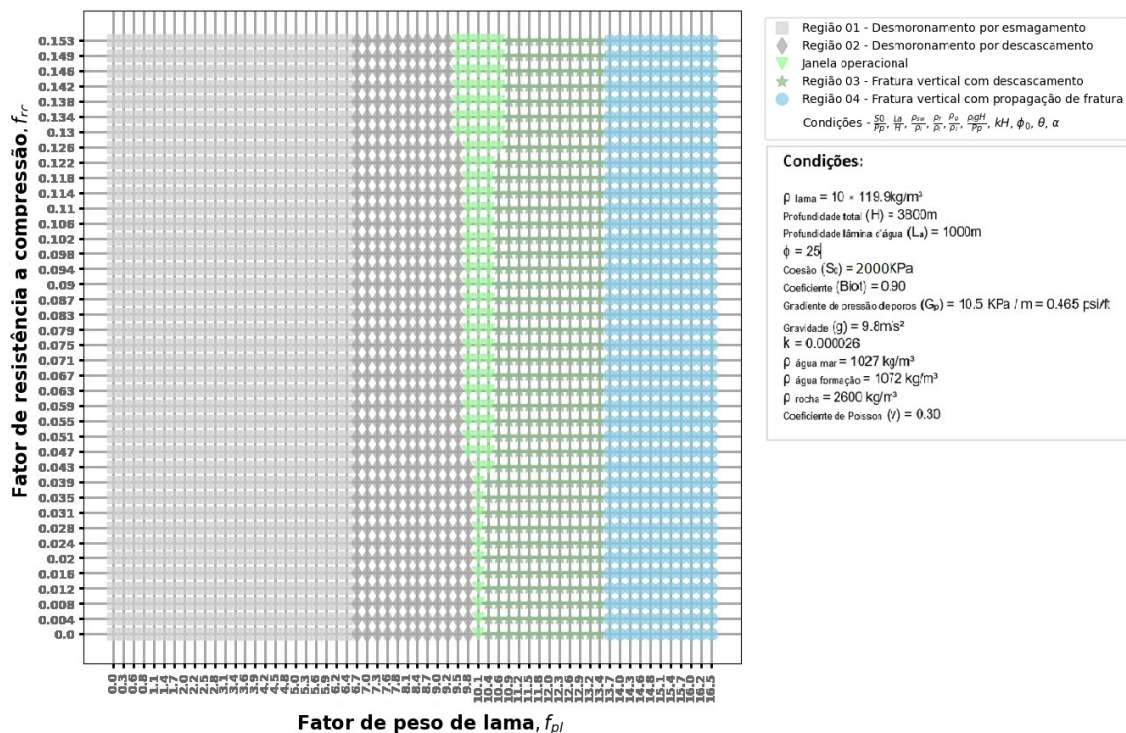


Figura 6.11: Resistência a compressão da rocha,  $C_0 = 2000$

Os mapas 6.12 e 6.13 confirmam a importância da variável de coesão, ao realizar a simulação com a coesão 5000 e 7000 respectivamente, o fator de resistência a compressão são elevados e isso por consequência impacta na janela operacional, alargando os limites inferior e superior.

No mapa 6.13, quando o fator de resistência a compressão vale 0.543 (valor máximo) para esta simulação, a falha de desmoronamento por descascamento da parede do poço é muito pequena, bem como o fraturamento por descascamento, ou seja, a ampla janela operacional ganha espaço e diminui o risco destas duas falhas ocorrerem, seja por baixa pressão do poço ou por um aumento brusco. Poços que apresentam este comportamento podem operar com o equipamento de MPD desligado, pois as janelas são confortáveis.

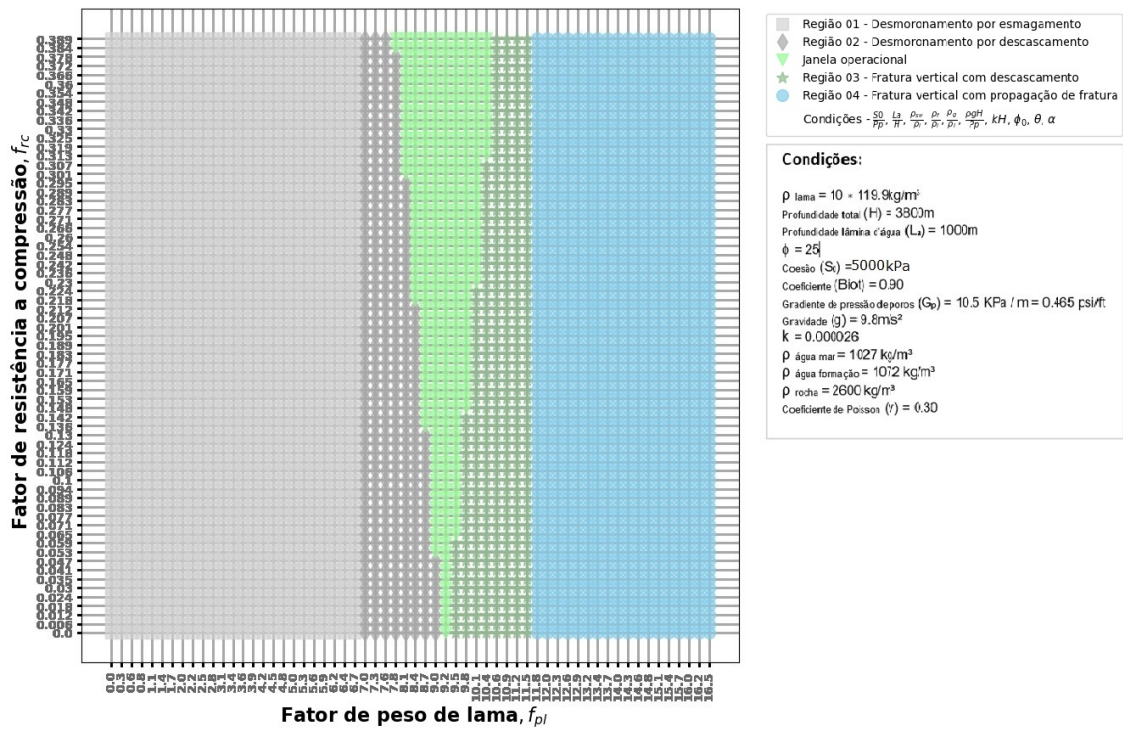


Figura 6.12: Resistência a compressão da rocha,  $C_0 = 5000$

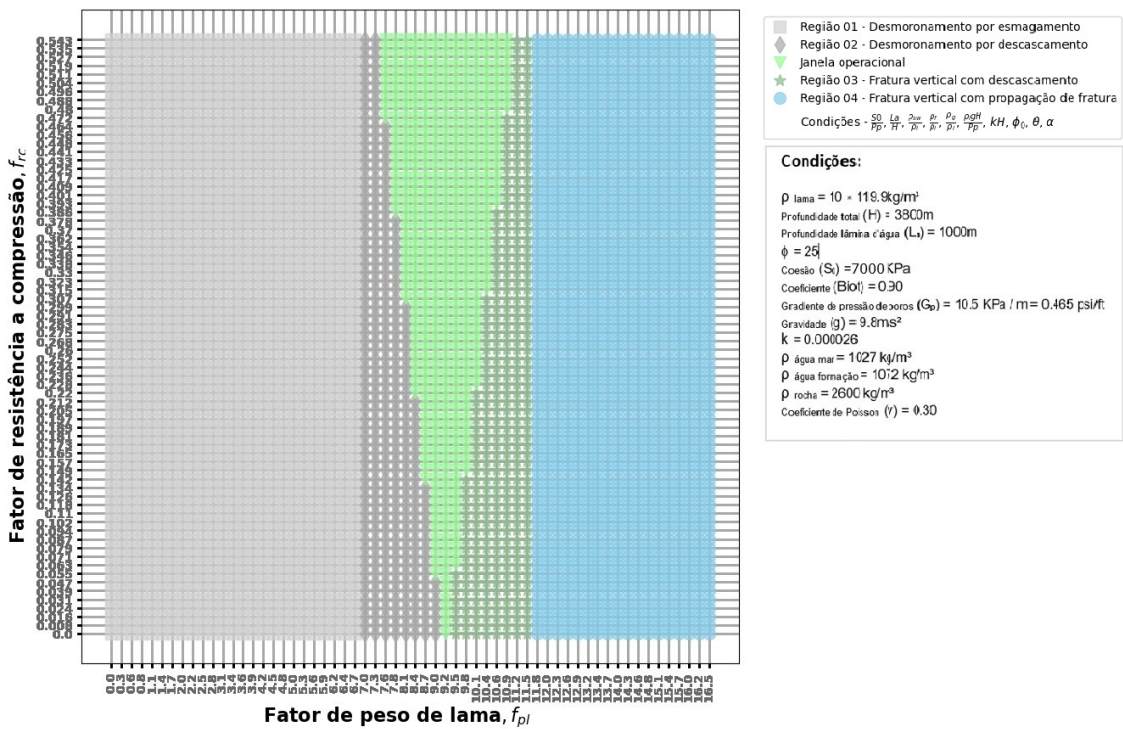


Figura 6.13: Resistência a compressão da rocha,  $C_0 = 7000$

## 7

### Conclusões e trabalhos futuros

#### 7.1

##### Conclusões

A pesquisa teve como principal objetivo trabalhar com equações já consolidadas no meio científico. As simulações geram previsão de instabilidades da parede de um poço de petróleo durante a perfuração. O método tem como base o cálculo de tensões na parede ao redor do poço. Este método foi testado através da linguagem Python, a resolução do modelo matemático aplica-se para alguns casos de campo. Deste modo, o software permite demonstrar a aplicabilidade do método, realizando os cálculos das equações matemáticas de modo a facilitar a visualização do comportamento do poço, quando submetido a oscilações de pressões no fluido de perfuração, permitindo visualizar a janela operacional de estabilidade da operação e, também os respectivos modos de falha.

O modelo matemático teve como base as equações de equilíbrio e de compatibilidade geométrica, combinadas com as equações constitutivas de Biot, que generalizou a lei de Hooke para materiais poroelástico. A solução satisfaz condições de contorno apropriadas.

O modelo utilizado neste trabalho pode ser adaptado no planejamento de perfuração com o objetivo de ofertar uma proposta de agilidade na tomada de decisão da equipe operacional. Com o programa é possível realizar inúmeras simulações e determinar o peso ideal do fluido de perfuração, o método permite visualizar graficamente o comportamento das tensões ao redor do poço.

Importante frisar que um bom planejamento de perfuração de um poço é fundamental para redução do tempo improdutivo operacional, redução de custos com operações corretivas e aumentar a segurança durante a perfuração.

Para realizar o controle do poço e a estabilização da operação, tem-se uma peça chave que é a densidade do fluido de perfuração. Esta variável é fundamental para manter a perfuração estável, fazendo com que a operação seja segura.

Os fluidos que apresentam densidade muito baixa em relação a pressão de poros, o poço tende a sofrer desmoronamento e/ou aprisionamento de

ferramentas. Caso a pressão hidrostática no fundo do poço seja inferior à pressão de poros, aumenta a probabilidade de incidência de kick de forma simultânea ou não com o desmoronamento.

O fluido de perfuração é a variável encarregada de manter o equilíbrio de pressão e a manutenção da janela operacional. Quando a pressão de  $P_W$  é muito alta, ou seja, o peso do fluido de perfuração é mais alto do que a resistência da formação rochosa, ocorre o aumento da probabilidade de falha por fraturamento hidráulico, podendo levar a perda de circulação do fluido e mudança na pressão do poço, uma vez que ocorre a perda do fluido para a formação.

Em casos em que a região de estabilidade exigir pesos de lama muito baixos, pode-se perfurar com fluidos aerados e espuma. E se não ser detectada uma região de estabilidade, a perfuração deve ser feita com o poço em “kick”, ou produzindo água e óleo, em um processo denominado perfuração sub-balanceada.

## 7.2

### Recomendações para trabalhos futuros

1. Generalizar o método para incluir poços direcionais e horizontais.
2. Aplicar outros critérios de falha, tais como Drucker-Prager, Mogi-Coulomb, e Griffith etc. e, posteriormente, comparar com o modelo de Mohr-Coulomb, confrontando os prós e contras de cada critério.
3. Adaptar a programação em Python a fim de trabalhar com uma janela operacional de margem estreita, considerando de forma criteriosa as perdas e ganhos durante a perfuração.
4. Realizar um estudo de análise de tensão na parede do poço modelando matematicamente as tensões e utilizar os critérios de falha de Drucker-Prager, Mogi-Coulomb e Griffith, indicando qual o mais conservador e qual o mais apropriado para utilização em campo.

## Referências bibliográficas

- [1] FERNANDES, F.; STHEL, A.; AMORIN MARTINS, D.; SIQUEIRA, C.; REZENDE, F. ; DOS SANTOS, E.. **Drilling and completion technologies for pre-salt developments**. In: 55TH US ROCK MECHANICS/GEOMECHANICS SYMPOSIUM. OnePetro, 2021.
- [2] GHOLAMI, R.; MORADZADEH, A.; RASOULI, V. ; HANACHI, J.. **Practical application of failure criteria in determining safe mud weight windows in drilling operations**. Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 6(1):13–25, 2014.
- [3] MCLEAN, M.; ADDIS, M.. **Wellbore stability: the effect of strength criteria on mud weight recommendations**. 1990.
- [4] ESCOBAR, R. G.; CARRILLO, Z. H. C. ; PEÑA, Y. A. Q.. **New approach for estimating cavings volume to avoid wellbore instabilities**. In: ISRM CONFERENCE ON ROCK MECHANICS FOR NATURAL RESOURCES AND INFRASTRUCTURE-SBMR 2014. OnePetro, 2014.
- [5] DARVISHPOUR, A.; SEIFABAD, M. C.; WOOD, D. A. ; GHORBANI, H.. **Wellbore stability analysis to determine the safe mud weight window for sandstone layers**. Petroleum Exploration and Development, 46(5):1031–1038, 2019.
- [6] VERNIK, L.; ZOBACK, M. D.. **Estimation of maximum horizontal principal stress magnitude from stress-induced well bore breakouts in the cajon pass scientific research borehole**. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 97(B4):5109–5119, 1992.
- [7] ZHOU, S.. **A program to model the initial shape and extent of borehole breakout**. Computers & Geosciences, 20(7-8):1143–1160, 1994.
- [8] SONG, I.; HAIMSON, B. C.. **Polyaxial strength criteria and their use in estimating in situ stress magnitudes from borehole breakout dimensions**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 34(3-4):116–e1, 1997.

- [9] EWY, R. T.. **Wellbore-stability predictions by use of a modified lade criterion**. SPE Drilling & Completion, 14(02):85–91, 1999.
- [10] AADNOY, B.; LOOYEH, R.. **Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design**. Gulf Professional Publishing, 2019.
- [11] RADWAN, A. E.. **Drilling in complex pore pressure regimes: Analysis of wellbore stability applying the depth of failure approach**. Energies, 15(21):7872, 2022.
- [12] MIAH, M. I.; AHMED, S.; ZENDEHBOUDI, S. ; BUTT, S.. **Machine lear-ning approach to model rock strength: prediction and variable selection with aid of log data**. Rock Mechanics and Rock Engineering, 53:4691–4715, 2020.
- [13] FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P. ; RAAEN, A. M.. **Petroleum related rock mechanics**. Elsevier, 2008.
- [14] USP. **Arenito**. <https://didatico.igc.usp.br/rochas/sedimentares/arenito>.
- [15] DAS, S. K.; ALBAHRANI, H.; BATHIJA, A. P. ; FINKBEINER, T.. **Mini-mizing drill-string-induced wellbore instability**. In: MIDDLE EAST OIL, GAS AND GEOSCIENCES SHOW. OnePetro, 2023.
- [16] DONG, G.; CHEN, P.. **A review of the evaluation, control, and application technologies for drill string vibrations and shocks in oil and gas well**. Shock and Vibration, 2016, 2016.
- [17] A.J.A, B.. **Estudo da perfuração sub-balanceada na exploração de hidrocarbonetos**. Departamento de Engenharia do Petróleo, FEM, Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [18] KHALED, M. S.; SHOKIR, E. M.. **Effect of drillstring vibration cyclic loads on wellbore stability**. In: SPE MIDDLE EAST OIL & GAS SHOW AND CONFERENCE. OnePetro, 2017.
- [19] A.J.A, B.. **Estudo da perfuraÇÃo sub-balanceada na exploraÇÃo de hidrocarbonetos**. Departamento de Engenharia do Petróleo, FEM, Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [20] YI, X.; ONG, S. ; RUSSELL, J.. **Improving borehole stability analysis by quantifying the effects of intermediate principal stress using polyaxial rock strength test data**. In: ALASKA ROCKS 2005, THE 40TH US SYMPOSIUM ON ROCK MECHANICS (USRMS). OnePetro, 2005.

- [21] TIWARI, A.; HUERTA, N.. **Impact of tectonic stress regime and well orientation on failure of cement in wells**. In: 55TH US ROCK MECHANICS/GEOMECHANICS SYMPOSIUM. OnePetro, 2021.
- [22] LARKI, E.; AYATIZADEH TANHA, A.; KHOSRAVI, M. ; FAZAEILZADEH, M.. **Feasibility study of underbalanced drilling using geomechanical parameters and finite element method**. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 13(1):407–426, 2023.
- [23] RODRIGUES, C. D. S.. **Estabilidade de poços de petróleo em rochas fraturadas: modelagens computacionais e soluções analíticas**. 2007.
- [24] AL-AJMI, A. M.; ZIMMERMAN, R. W.. **Relation between the mogi and the coulomb failure criteria**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 42(3):431–439, 2005.
- [25] PAŠIĆ, B.; GAURINA MEDIMUREC, N. ; MATANOVIĆ, D.. **Wellbore ins-tability: causes and consequences**. Rudarsko-geološko-naftni zbornik, 19(1):87–98, 2007.
- [26] ALCURE, M. F.. **Uma avaliação de modelos para a determinação do gradiente de fratura em problemas de estabilidade de poços e sua influência na janela operacional**. 2013.
- [27] ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. D.. **Projetos de poços de petróleo**. Interciência, 2, 2007.
- [28] FROTA, H. M.. **Estudos sobre colapso de poço de petróleo devido a variação brusca da pressão interna**. 2011.
- [29] KIRSCH, G.. **Die theorie der elastizität und die bedürfnisse der festigkeitslehre**. 1898.
- [30] JENSEN, B. M.. **Modelagem tridimensional em elementos finitos de túneis superficiais revestidos em concreto armado**. 2019.

## A

### Programa para cálculo de tensões ao redor do poço

#### A.1

##### Programa em Python

```
sigma ov = ro*g*La + ro_s * g * (H - La) - ((Ro_r - Ro_f)/k)*phi*[1 -  
e^-k*(H - La)] -> Tensão.vertical  
sigmar = Pw -> Tensão.radial  
sigma theta = 2*sigma h - pw -> Tensão.circuferencial  
Unidades em SI  
ro = 119.9 kg/m³ / lbm/gal  
9 lbm/gal * 119.9 kg/m³ / lbm/gal =  
119.9 * 9 = 1079.1 kg/m³  
Obs : 8.34 * 119.9 = 999.966 kg/m³ ou 1000 kg/m³ massa específica da água doce  
Obs : 1 psi = 6894.757 Pa  
ro lama = 1000 kg/m³  
S₀ = 3500 kPa  
Gp = 10.5 kPa/m = 0.465 psi/ft  
C₀ = 12124 kPa  
import math  
def main tensions(H = 3800, La = 1000, phi = 41, ro_lama = 10, S₀ = 3500,  
Biot = 0.90, Gp = 10.5) :  
DADOS DE ENTRADA  
f ro = 119.9  
phi = 25  
sen phi = math.sin(math.radians(phi))  
cos phi = math.cos(math.radians(phi))  
tan phi = math.tan(math.radians(phi))  
H = 3800  
La = 1000  
ro_lama = 10 * 119.9 kg/m³  
S₀ = 3500  
Biot = 0.90  
Gp = 10.5  
g = 9.8 m/s²  
sigma r = Pw = (g * ro_lama * 119.9 * H) / 1000
```

```

Pp = Gp * HPressão de poros(kPa)
k = 0.000026
Ds = H - La Profundidade do solo rochoso
ro agua mar= 1027kg/m³
ro agua formacao= 1072kg/m³
ro rocha= 2600kg/m³
ro1 = rorocha - roaguaformacao
porosidade = 0.41Porosidade no fundo do mar
sigma r= Pw
v = 0.30coeficiente de poisson
tg2b = (1 + sen_phi)/(1 - sen_phi)ou tan71.57
exp = 2.718281828
C0 = (2 * S0 * cos_phi)/(1 - sen_phi)Resistência a compressão(kPa)
T0 = (C0/tg2b)Resistência a tração (kPa)
B = 45 + (phi/2)
tan phi= math.tan(math.radians(phi))
arc tan= math.atan(math.radians(tg2b))
EQUAÇÕES
pf = Pp * Biot
Tensão de sobrecarga
sigma v= (ro agua mar*g*La + ro rocha*g*Ds - (ro1*g ))/ k *
porosidade*(1 - (exp * (-k * Ds)))/1000
print('sigma vertical total:', sigma v, )
sigma v2=sigma v-(Pp * Biot)
print('sigma vertical efetivo:', sigma v2, ('*'))
Gradiente de sobrecarga
Grad ov=sigma v/H
print('Grad sobrecarga:', Grad ov)
tensão horizontal minima (efetiva) longe do poço
sigma h2=sigma H2= (v/(1 - v))*sigma v2
print('sigma horizontal mín e máx efetivo:', sigma h2, ('*'))
Tensão horizontal minima (total) longe do poço
sigma h =sigma H=sigma h2+pfsigma h = sigma H
print('sigma horitontal mín e máx total:', sigma h, )
Tensão circunferencial total
sigma theta = (2*sigma h) - Pw
print ('sigma theta:', sigma_theta, )
Tensãocircunferencialefetiva
sigmatheta2 = sigmatheta - pf

```

```

print ('sigmathetaefetivo :', sigmatheta2, ('*'))
Tensãoradialtotal
sigmar = Pw
print('sigmaradialtotal :', sigmar,)
Tensãoradialefetiva
sigmar2 = Pw - pf
print ('sigmaradialefetivo', sigmar2, ('*'))
Menor e maior tensão (total)
sigma3 min tot = min(sigma v, sigma r, sigma theta)
print ('sigma3 mín total:', sigma3 min tot,)
sigma1 max tot = max(sigma v, sigma r, sigma theta)
print ('sigma1 máx total:', sigma1 max tot,)
Menor e maior tensão (efetiva)
sigma3 min ef = min(sigma v2, sigma r2, sigma theta2)
print ('sigma3 efetivo (mín):', sigma3 min ef, '*')
sigma1maxef = max(sigmav2, sigmar2, sigmatheta2)
print('sigma1efetivo(máx) :', sigma1maxef, '*')
sigma1 = (C0 + tg2b * sigma3minef)
print('sigma1 :', sigma1, '*')
ay = rolama * g * H / Pp Trocar para um nome genérico (Atenção)
print('ay :', ay)
a1 = S0 / Pp
print('a1 :', a1)
a2 = La / H
print('a2 :', a2)
a3 = k * H
print('a3 :', a3)
a4 = C0 / Pp
print('a4 :', a4)
return
La, ro lama,
sigma r, sigma3 min ef, sigma1 max ef,
sigma theta2, sigma r2, pf, sigma h2, S 0,
-T0, tg2b, sigma v, sigma h, g, H, f ro, phi, C 0, sigma v2, arc tan, sigma1,
Pp, k,
ay, a1, a2, a3, a4, Ds, sigma theta

from numpy import arange
results = []

```

```

La =
ro lama = []
sigma r = []
sigma3 min ef = []
sigma1 max ef = []
sigma theta2 = []
sigma r2 = []
pf = []
sigma h2 = []
S0 = []
T0 = []
tg2b = []
sigmav = []
sigmah = []
g = []
H = []
fro = []
phi = []
C0 = []
sigmav2 = []
arctan = []
sigma1 = []
Pp = []
k = []
ay = []
a1 = []
a2 = []
a3 = []
a4 = []
Ds = []
sigma theta= []

rLabels = ['La','ro lama','sigma r','sigma3 min ef','sigma1 max ef',
,'sigma theta2','sigma r2','pf','sigma h2','S0','T0','tg2b','sigma v'
,'sigma h','g','H','fro','phi','C0','sigma v2','arc tan','sigma1','Pp'
,'k','ay','a1','a2','a3','a4','Ds','sigma theta']
dFinal =
La, rolama, dPart
dFinal.keys()

```

```

list(dFinal.values())
dFinal
rolama = arange(0.01, 18.0, 0.50)
S0 = arange(50, 3500, 50.0)
dFinal = []
for i,la in enumerate(S0) :
    for(j,ro)in enumerate(ro lama) :
        results =main tensions(ro lama= ro, S0 = la)
        dFinal.append(dict(zip(rLabels,results)))
from numpy import linspace, sqrt
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.patches as mpatches
from matplotlib.lines import Line2D
plt.style.use('default')
plt.style.use('seaborn')
markerGrid = dict(alpha = 0.3, linestyle = '-', color = 'darkgrey', linewidth = 2.0)
(fig, axes) = plt.subplots(1, 1, figsize = (15, 12))

axes.set_title('Estabilidade do poço', fontweight = 'bold', color = 'black', fontsize = 20)
axes.set_xlabel('Fator de peso de lama', fpl, fontweight='bold', fontsize=16)
axes.set_ylabel('Fator de coesão', fc, fontweight = 'bold', fontsize = 16)
axes.grid(**markerGrid)
axes.invert_yaxis()
axes.invert_xaxis()
axes.xaxis.set_visible(True)
axes.yaxis.set_visible(True)

color_patch = []
sigma3_min_ef = []
sigma1_max_ef = []
cc = c1 = c2 = c3 = c4 = c5 = c6 = c7 = 0
A1 = []
AY = []
colorkick = ''

for(key, value) in enumerate(dFinal):
    SUCESSO

```

```

if not(value['sigma1 max ef'] >= value['sigma1']) :
    markerPlot = dict(marker='v', color='Palegreen', markersize=10.0,
        linewidth=0, alpha=0.7, label='Janela operacional')
    cc+=1
    axes.plot(value['a_y'], value['a1'], **markerPlot)
    le = Line2D([], [], **markerPlot)
    if cc==1: color_patch.append(le)
    sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
    sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição01

```

elif(value['sigma theta2'] >= value['sigma v2'] >= value['sigma_r2']) :Desmoronamento
por esmagamento
markerPlot = dict(marker='o', color='pink', markersize=10.0, linewidth=0,
alpha=0.7,label='Região 01 - Desmoronamento por esmagamento')
c1+=1
axes.plot(value['a_y'], value['a1'], **markerPlot)
le = Line2D([], [], **markerPlot)
if c1==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1maxef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição02

```

elif (value['sigmav2'] >= value['sigmatheta2'] >= value['sigma_r2']) :Desmoronamento
por descascamento
markerPlot = dict(marker='*', color='DarkSeaGreen', markersize=
10.0, linewidth=0, alpha=0.7, label='Região 02–Desmoronamento por
descascamento')
c2+=1
axes.plot(value['a_y'], value['a1'], **markerPlot)
le = Line2D([], [], **markerPlot)
if c2==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição03

```

elif(value['sigma v2'] >= value['sigma r2'] >= value['sigma_theta2']) :Fratura
vertical com desmoronamento
markerPlot = dict(marker='<', color='Skyblue', markersize=

```

10.0,linewidth = 0,alpha = 0.7,label ='Região 03 - Fratura vertical/hidráulica com desmoronamento')

c3+= 1

axes.plot(value['a<sub>y</sub>'],value['a1'],\*\*markerPlot)

le = Line2D([],[],\*\*markerPlot)

if c3==1: color\_patch.append(le)

sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])

sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

#### Condição04

elif (value['sigmar2'] >= value['sigmav2'] >= value['sigma<sub>t</sub>heta2']) :Fratura vertical com propagação de fratura

markerPlot = dict(marker =' o',color =' yellow',markersize = 10.0,linewidth = 0,alpha = 0.7,label ='Região 04 - Fratura vertical/hidráulica com propagação de fratura')

c4+= 1

axes.plot(value['a<sub>y</sub>'],value['a1'],\*\*markerPlot)

le = Line2D([],[],\*\*markerPlot)

if c4==1: color\_patch.append(le)

sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])

sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

#### Condição05

elif (value['sigmar2'] >= value['sigmatheta2'] >= value['sigma<sub>v</sub>2']) :Fratura horizontal com propagação de fratura

markerPlot = dict(marker =' o',color =' yellow',markersize = 10.0,linewidth = 0,alpha = 0.7,label ='Região 05 - Fratura horizontal com propagação de fratura')

c4+= 1

axes.plot(value['a<sub>y</sub>'],value['a1'],\*\*markerPlot)

le = Line2D([],[],\*\*markerPlot)

if c5==1: color\_patch.append(le)

sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])

sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

#### Condição06

elif (value['ay'] <= 1): Poçoemkickedesmoronando

markerPlot = dict(marker='>', color='Aliceblue', markersize=10.0, linewidth=0, alpha=0.7, label='Região06 - Poçoemkickedesmoronando')

c6+=1

```

axes.plot(value['ay'], value['a1'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c6==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

Condição 07
else: Desmoronamentoporesmagamento
markerPlot = dict(marker = ' s', color = ' Darkgray', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label ='Região 07 - Desmoronamento
por esmagamento') c7+=1
axes.plot(value['ay'], value['a1'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c7==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])
axes.legend(handles=color_patch, bbox_to_anchor = (1.50, 1.0), loc =' best')
axes.setxticks([x for x in ro_lama])
axes.set yticks([x for x in la])
axes.setxticks([x['ay'] for x in dFinal])
axes.set yticks([x['a1'] for x in dFinal])
axes.setxticklabels([str(round(x['ay'], 1))+ " for x in dFinal", fontsize =
10, rotation = 90, fontweight =' bold', color =' dimgrey')
axes.set yticklabels([str(round(x['a1'], 3))+ "for x in dFinal", fontsize =
10, rotation = 0, fontweight =' bold', color =' dimgrey')
plt.show()
rolama = arange(0.01, 18.0, 0.2)
La = arange(0.01, 3300, 50.0)
dFinal = []
for i, la in enumerate(La):
for (j, ro), in enumerate(ro_lama) :
results = main_tensions(ro_lama = ro, La = la)
dFinal.append( dict(zip(rLabels, results)))
from numpy import linspace, sqrt
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.patches as mpatches
from matplotlib.lines import Line2D
plt.style.use('default')
plt.style.use('seaborn')

```

```

markerGrid = dict(alpha = 0.3, linestyle = '-', color = '
darkgrey', linewidth = 2.0)
(fig, axes) = plt.subplots(1, 1, figsize = (15, 12))
axes.set_xlabel('Fator de peso de lama' r',  $f_{pl}$ ', fontweight='bold', fontsize=16)
axes.set_ylabel('Fator de profundidade' r',  $f_p$ ', fontweight='bold', fontsize=16)
axes.grid(**markerGrid)
axes.invert.yaxis()
axes.invert.xaxis()
axes.xaxis.set_visible(True)
axes.yaxis.set_visible(True)
color_patch = []
sigma3_min_ef = []
sigma1_max_ef = []
cc = c1 = c2 = c3 = c4 = c5 = c6 = c7 = 0
A2 = []
AY = []
colorkick = ''
for(key, value) in enumerate(dFinal) :
    SUCESSO
    if not(value['sigma1_max_ef'] >= value['sigma1']) :
        if(value['a_y'] <= 1) :
            colorkick = 'lightgreen'
        else :
            colorkick = 'green'
    markerPlot = dict(marker='v', color='PaleGreen', markersize=10.0, li-
newidth=0, alpha=0.7, label = Janelaoperacional)
    cc+=1
    axes.plot(value['a_y'], value['a2'], **markerPlot)
    le = Line2D([], [], **markerPlot)
    if cc==1: color_patch.append(le)
    sigma3_minef.append(value['sigma3_min_ef'])
    sigma1maxef.append(value['sigma1_max_ef'])

```

#### Condição 01

```

elif (value['a_y'] <= 1) : Poço em kick e sofrendo esmagamento
    markerPlot = dict(marker = 's', color = 'lightgray', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label = 'Poço em kick e sofrendo
esmagamento') c1+ = 1
    axes.plot(value['a_y'], value['a2'], **markerPlot)

```

```

le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c1 == 1 : color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição 02

```

elif (value['sigma_theta2'] >= value['sigma v2'] >= value['sigma_r2']) :Desmoronamento
por esmagamento
markerPlot = dict(marker = ' s', color = ' darkgray', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label = 'Região 02 - Desmoronamento
por esmagamento') c2+ = 1
axes.plot(value['a_y'], value['a2'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c2==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição 03

```

elif (value['sigma_v2'] >= value['sigma theta2'] >= value['sigma_r2']) :Desmoronamento
por descascamento
markerPlot = dict(marker = ' *', color = ' DarkSeaGreen', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label = 'Região 03 - Desmoronamento por
descascamento') c3+ = 1
axes.plot(value['a_y'], value['a2'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c3==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição 04

```

elif (value['sigma_v2'] >= value['sigma r2'] >= value['sigma_theta2']) :Fratura
vertical/hidráulica com desmoronamento
markerPlot = dict(marker = ' o', color = ' Skyblue', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label = 'Região 04 - Fratura verti-
cal/hidráulica com desmoronamento')
c4+ = 1
axes.plot(value['a_y'], value['a2'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c4==1: color_patch.append(le)

```

```
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])
```

#### Condição 05

```
elif (value['sigmar2'] >= value['sigmav2'] >= value['sigma_theta2']) :Fratura
vertical com propagação de fratura
markerPlot = dict(marker = 'o', color = 'yellow', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label = 'Região 05 - Fratura vertical com
propagação de fratura')
c5+ = 1
axes.plot(value['a_y'], value['a2'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c5==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])
```

#### Condição 06

```
elif (value['sigmar2'] >= value['sigma_theta2'] >= value['sigma_v2']) :Fratura
horizontal com propagação de fratura
markerPlot = dict(marker = '>', color = 'Aliceblue', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label = 'Região 06 - Fratura horizontal
com propagação de fratura')
c6+ = 1
axes.plot(value['a_y'], value['a2'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c6==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])
```

#### Condição 07

```
else: Fraturamentohorizontalcompropagaçãodafratura
markerPlot = dict(marker='o', color='Skyblue', markersize=10.0, li-
newidth=0, alpha=0.7, label='Região07-Fraturamentohorizontalcompropagaçãodafratura')
c7+=1
axes.plot(value['a_y'], value['a2'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c7==1: color_patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])
```

```

markerPlot = dict(marker="o", color='SkyBlue', markersize=10.0, li-
newwidth=0, alpha=0.7, label='Condições - 'r'  $\frac{S_0}{P_p}$ ,  $\frac{L_a}{H}$ ,  $\frac{\rho_{sw}}{\rho_l}$ ,  $\frac{\rho_f}{\rho_l}$ ,  $\frac{\rho_g}{\rho_l}$ ,  $\frac{\rho_l g H}{P_p}$ ,  $kH$ ,
 $\phi_0$ ,  $\theta$ ,  $\alpha$ ')
c4+= 1
axes.plot(value['ay'], value['a4'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c4==1: color patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])
axes.legend(handles = colorpatch, bboxtoanchor=(1.4, 1.0), loc='best')
axes.set_xticks([x for x in ro lama])
axes.set_yticks([x for x in La])
axes.set_xticks([x['ay'] for x in dFinal])
axes.set_yticks([x['a2'] for x in dFinal])
axes.set_xticklabels([str(round(x['ay'], 1))+"for x in dFinal", fontsize =
10, rotation = 90, fontweight = 'bold', color = 'dimgrey'])
axes.set_yticklabels([str(round(x['a2'], 3)) + " for x in dFinal", fontsize =
10, rotation = 0, fontweight = 'bold', color = 'dimgrey'])
plt.show()
ro lama = arange(0.01, 18.0, 0.3)
S0 = arange(0.01, 2600, 100)
dFinal = []

```

```

for i, la in enumerate(S0):
for(j, ro) in enumerate(ro lama):
results = main_tensions(rolama = ro, S0 = la)
dFinal.append(dict(zip(rLabels, results)))
from numpy import linspace, sqrt
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib.patches as mpatches
from matplotlib.lines import Line2D
plt.style.use('default')
plt.style.use('seaborn')
markerGrid = dict(alpha = 0.3, linestyle = '-', color = '
darkgrey', linewidth = 2.0)
(fig, axes) = plt.subplots(1, 1, figsize = (10, 10))
axes.set_xlabel('Fator de peso de lama 'r', fpl', fontweight = 'bold', fontsize =
16)
axes.set_ylabel('Fator de resistência a compressão 'r', frc',

```

```

fontweight = 'bold', fontsize = 16)
axes.grid(**markerGrid)
axes.xaxis.set_visible(True)
axes.yaxis.set_visible(True)
color_patch = []
sigma3_min_ef = []
sigma1_max_ef = []
cc = c1 = c2 = c3 = c4 = c5 = c6 = c7 = 0
A4 = []
AY = []
colorkick = ''
for(key,value)in enumerate(dFinal) :

```

#### SUCESSO

```

if not (value['sigma1maxef'] >= value['sigma1']):
markerPlot = dict(marker='v', color='PaleGreen', markersize=10.0, li-
newidth=0, alpha=0.7, label='Janela operacional')
cc+=1
axes.plot(value['a_y'],value['a4'],**markerPlot)
le = Line2D([],[],**markerPlot)
if cc==1:color_patch.append(le)
sigma3_min_ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1_max_ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição 01

```

elif(value['sigma_theta2'] >= value['sigma_v2'] >= value['sigma
r2']) :Desmoronamento por esmagamento
markerPlot = dict(marker = 's',color = 'lightgray',markersize =
10.0,linewidth = 0,alpha = 0.7,label = 'Região 01 - Desmoronamento
por esmagamento')
c1+ = 1
axes.plot(value['a_y'],value['a4'],**markerPlot)
le = Line2D([],[],**markerPlot)
if c1==1:color_patch.append(le)
sigma3_min_ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1_max_ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição 02

```

elif(value['sigma_v2'] >= value['sigma_theta2'] >= value['sigma

```

```

r2']) :Desmoronamento por descascamento
markerPlot = dict(marker = ' d',color = ' darkgray',markersize =
10.0,linewidth = 0,alpha = 0.7,label ='Região 02 - Desmoronamento
por descascamento')
c2+ = 1
axes.plot(value['ay'],value['a4'],**markerPlot)
le = Line2D([],[],**markerPlot)
if c2==1:color patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição 03

```

elif(value['sigma v2'] >= value['sigma r2'] >= value['sigma theta2']) : Fra-
tura vertical com descascamento
markerPlot = dict(marker = ' *',color = ' DarkSeaGreen',markersize =
10.0,linewidth = 0,alpha = 0.7,label ='Região 03 - Fratura vertical com
descascamento')
c3+ = 1
axes.plot(value['ay'],value['a4'],**markerPlot)
le = Line2D([],[],**markerPlot)
if c3==1:color patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição 04

```

elif(value['sigma r2'] >= value['sigma v2'] >= value['sigma theta2']) : Fra-
tura vertical com propagação de fratura
markerPlot = dict(marker = ' o',color = ' SkyBlue',markersize =
10.0,linewidth = 0,alpha = 0.7,label =' Região04–Fraturaverticalcompropagaçãodefratura')
c4+ = 1
axes.plot(value['ay'],value['a4'],**markerPlot)
le = Line2D([],[],**markerPlot)
if c4==1:color patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1max ef'])

```

#### Condição 05

```

elif(value['sigma r2'] >= value['sigma theta2'] >= value['sigma v2']) :Fratura
horizontal com propagação da fratura

```

```

markerPlot = dict(marker = ' -', color = ' yellow', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label ='Região 05 - Fratura horizontal
com propagação da fratura')
c5+ = 1
axes.plot(value['ay'], value['a4'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c5==1:color patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])

```

#### Condição 06

```

else :Fratura horizontal com desmoronamento
markerPlot = dict(marker = '>', color = ' AliceBlue', markersize =
10.0, linewidth = 0, alpha = 0.7, label ='Região 06 - Fratura horizontal com
desmoronamento')
c6+ = 1
axes.plot(value['ay'], value['a4'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c6==1:color patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])
markerPlot = dict(marker=" ", color='SkyBlue', markersize=10.0, linewidth=0,
alpha=0.7, label='Condições - 'r'  $\frac{S_0}{P_p}$ ,  $\frac{La}{H}$ ,  $\frac{\rho_{sw}}{\rho_l}$ ,  $\frac{\rho_f}{\rho_l}$ ,  $\frac{\rho_a}{\rho_l}$ ,  $\frac{\rho_l g H}{P_p}$ ,  $kH$ ,  $\phi_0$ ,  $\theta$ ,  $\alpha$ ')
c4+=1
axes.plot(value['ay'], value['a4'], ** markerPlot)
le = Line2D([], [], ** markerPlot)
if c4==1:color patch.append(le)
sigma3 min ef.append(value['sigma3 min ef'])
sigma1 max ef.append(value['sigma1 max ef'])
axes.legend(handles =color patch, bbox to anchor= (1.6, 1.0), loc =' best')
axes.set xticks([x['ay']for x in dFinal])
axes.set yticks([x['a4']for x in dFinal])
axes.set xticklabels([str(round(x['ay'], 1))+ "for x in dFinal", fontsize =
10, rotation = 90, fontweight =' bold', color =' dimgrey')
axes.set yticklabels([str(round(x['a4'], 3))+ "for x in dFinal", fontsize =
10, rotation = 0, fontweight =' bold', color =' dimgrey')
plt.show()
plt.show()

```