



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro

---

Escola Politécnica

# **ANÁLISE GEOMECÂNICA APLICADA À ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE POÇOS**

**Marcela Santos Azevedo**

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: José Luis Drummond Alves

Rio de Janeiro  
Fevereiro de 2011

Azevedo, Marcela Santos

Análise Geomecânica Aplicada à Análise de Estabilidade de Poços / Marcela Santos Azevedo. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

xiii, 66 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: José Luis Drummond Alves.

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2011.

Referências Bibliográficas: p. 65-66.

1. Estabilidade de Poços 2. Rochas Carbonáticas 3. Modelo Constitutivo 4. Simulação Computacional 5. Elementos Finitos I. Alves, J. L. D. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

# Agradecimentos

Em primeiro lugar a Deus, por tudo que me deu: família, amigos e todas as oportunidades que me ajudaram a me tornar finalmente uma engenheira.

À minha família, tão distante e ao mesmo tempo tão presente, que acreditou em mim e me deu todas as condições para chegar aqui hoje. Aos meus pais, pelo carinho, amor e orgulho que sempre demonstraram. Às minhas irmãs, Roberta e Fernanda, por estarem ali, com o mais simples dos gestos, do meu lado sempre me incentivando. E a minha avó, Ninfa, por todas as orações, promessas e por toda a força que tanto me ajudou a terminar esse curso.

Ao meu orientador, José Luis Drummond Alves, por me dar a coragem necessária para terminar o projeto e pela imensa paciência e compreensão durante todo o tempo de realização do mesmo, e a todos do LAMCE, principalmente o Nestor, pela imensa ajuda.

A todos os professores que dividiram comigo os seus conhecimentos, e, principalmente, ao coordenador do curso de Engenharia de Petróleo, Alexandre Leiras, por resolver tantos problemas e me ajudar tanto ao longo de todos esses anos.

Aos meus amigos, os que estão longe e os que estão perto, por toda a amizade, tão importante para mim.

E, especialmente, a minha turma, meus amigos da Turma 3, que estiveram comigo em todos os bons momentos e também dividiram as tristezas durante esses cinco anos. Por terem acreditado em mim quando eu não acreditava mais e me ajudarem a continuar quando a minha vontade era desistir.

*“Bem-aventurado o homem que acha sabedoria,  
e o homem que adquire conhecimento.”*

Provérbio 3:13

# Análise Geomecânica Aplicada à Estabilidade de Poços

Marcela Santos Azevedo

Fevereiro/ 2011

Orientador: José Luis Drummond Alves

Curso: Engenharia de Petróleo

Neste trabalho, realizou-se análise de estabilidade de um poço não convencional perfurado em água profunda, utilizando programa desenvolvido no âmbito do Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia – LAMCE/COPPE/UFRJ. O programa considerado realiza uma análise elastoplástica não linear, empregando um modelo constitutivo obtido pela interseção suave de um *cap* de fechamento com a superfície de ruptura de Mohr-Coulomb, implementado em código de elementos finitos. Utilizando dados provenientes de ensaios experimentais em rochas carbonáticas e ajustados ao modelo constitutivo em questão, foi feita análise da estabilidade em um poço multilateral com inclinação de 2,5 graus, perfurado a partir de um poço vertical já existente.

Considerando um critério de perda de estabilidade relacionado à comparação entre o volume dos elementos plastificados e o volume da cavidade de uma seção do poço, foram analisadas situações nas quais o peso do fluido de perfuração utilizado variou desde valores próximos ao gradiente de poros até valores da ordem de duas vezes o gradiente considerado.

*Palavras-chave:* Estabilidade de Poços, Rochas Carbonáticas, Modelo Constitutivo, Simulação Computacional, Elementos Finitos.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

## Geomechanics Applied to Well Stability Analysis

Marcela Santos Azevedo

February/ 2011

Advisor: José Luis Drummond Alves

Course: Petroleum Engineering

In that work, it was realized a stability analysis in a well drilled in a deepwater environment, using a program developed in the Laboratory of Computational Methods in Engineering - LAMCE / COPPE / UFRJ. The program considers a nonlinear elastoplastic analysis, employing a constitutive model obtained by the smooth intersection of an end cap with the Mohr-Coulomb's rupture surface, implemented in finite element code. Using data obtained from tests performed on carbonate rocks and adjusted to the constitutive model, it was analyzed the stability in a multilateral well with a slope of  $2.5^\circ$  drilled from an existing vertical well.

Considering a stability loss criterion related to the comparison between the volume of the plasticized elements and a borehole band volume, it were analyzed cases in which the mudweight varied from values close to the pore gradient up to values around twice the gradient.

*Keywords:* Well Stability, Carbonate Rocks, Constitutive Model, Computer Simulation, Finite Elements.

# Sumário

Lista de Figuras .....	viii
Lista de Tabelas .....	x
Nomenclatura .....	xi
Capítulo 1 .....	1
Introdução.....	1
1.1. Revisão da literatura.....	3
1.2. Descrição dos capítulos.....	4
Capítulo 2 .....	5
Estabilidade de Poços Durante a Perfuração: Aspectos Geomecânicos e Elaboração de Projetos de Poços de Petróleo.....	5
2.1. Consequências da instabilidade de poços para as operações de perfuração e necessidade de elaboração de um projeto de poço.....	5
2.2. Fundamentos de mecânicas das rochas e estabelecimento das geopressões .....	6
2.2.1. Estado tridimensional de tensões .....	7
2.2.2. Tensões <i>in situ</i> .....	9
2.2.2.1. Estabelecimento das geopressões .....	15
2.2.2.2. Janela operacional .....	25
2.2.3. Tensões ao redor do poço .....	28
2.2.4. Mecanismos de falha em rochas .....	31
2.2.4.1. Falhas por tração.....	31
2.2.4.2. Falhas por cisalhamento.....	32
2.2.4.3. Falhas por compactação .....	34
2.2.5. Efeitos da não linearidade e da plasticidade na análise da mecânica das rochas	36
2.2.5.1. Rochas frágeis e rochas dúcteis.....	37
2.2.5.2. Teoria da plasticidade.....	38
Capítulo 3 .....	41
Rochas Carbonáticas: Tratamento de Dados Experimentais e Ajuste ao Modelo Constitutivo..	41
3.1. Rochas carbonáticas: mecanismos de falhas .....	41
3.2. Estudo experimental .....	43
3.3. Tratamento dos dados experimentais e ajuste ao modelo constitutivo.....	49
3.3.1. Modelo constitutivo.....	49
3.3.2. Ajustes dos dados e obtenção dos parâmetros .....	50

Capítulo 4 .....	53
Implementação Computacional, Seleção de Cenário e Análise de Resultados.....	53
4.1. Fluxo de trabalho para análise de estabilidade de poço .....	53
4.2. Seleção de um cenário de análise e descrição da malha de elementos finitos gerada	54
4.3. Análise de resultados .....	56
4.3.1. Determinação e aplicação do critério de estabilidade .....	60
Capítulo 5 .....	63
Conclusão.....	63
Referências Bibliográficas .....	65

## **Lista de Figuras**

Figura 2.1 - Estado tridimensional de tensões. Adaptado de ROCHA (2009). .....	7
Figura 2.2 - Representação do <i>Leak-off Test</i> Estendido. Adaptado de VILLELA (2010). .....	13
Figura 2.3 - Resistência à tração da rocha a partir do gráfico de dois ciclos de teste. Adaptado de VILLELA (2010). .....	14
Figura 2.4 - Gráfico de $\Delta t$ versus profundidade para identificação de zonas anormalmente pressurizadas. ....	21
Figura 2.5 - Exemplo típico de janela operacional de um poço. Adaptado de FÆRJ (2008). ....	26
Figura 2.6 - Efeito da LDA nos gradientes de sobrecarga, fratura e colapso. Adaptado de PERDOMO (2003). .....	27
Figura 2.7 - Gráfico de gradiente de pressão versus inclinação do poço. Adaptado de ROCHA (2006). .....	28
Figura 2.8 - Envoltória de ruptura de Mohr-Coulomb no espaço $\sigma - \tau$ . Adaptado de ROCHA (2009). .....	33
Figura 2.9 - Superfície de ruptura de Mohr-Coulomb no espaço das tensões principais efetivas. Adaptado de FÆRJ (2008). .....	34
Figura 2.10 - Localização de vários modos de falha no espaço de tensões principais. Adaptado de FÆRJ (2008). .....	35
Figura 2.11 - Curva tensão versus deformação: rochas frágeis e rochas dúcteis. Adaptado de ROCHA (2009). .....	38
Figura 3.1 - Modos de deformação em arenitos. ....	42
Figura 3.2 – Transição frágil-dúctil – Rocha <i>Tavel</i> . .....	45
Figura 3.3 – Dilatância, compactação induzida por cisalhamento, transição da deformação inelástica para dilatância e quebra dos grãos – Rocha <i>Tavel</i> . .....	45
Figura 3.4 – Envoltórias de escoamento – Rocha <i>Tavel</i> . ....	46
Figura 3.5 – Envoltória de ruptura – Regime frágil. ....	47
Figura 3.6 – Envoltória de escoamento compactante. ....	47
Figura 3.7 – Contornos da deformação plástica volumétrica – Calcário <i>Tavel</i> . ....	48
Figura 3.8 – Contornos da deformação plástica volumétrica – Calcário Indiana. ....	48
Figura 3.9 – Superfície de escoamento. Adaptado de GUEVARA JUNIOR (2006). ....	49
Figura 3.10 – Ajuste ao modelo para os dados da rocha <i>Comiso</i> . ....	51
Figura 4.1 – Vistas frontal (a), superior (b) e inferior (c) da malha do poço. ....	55
Figura 4.2 – Vistas da malha do poço em perspectiva. ....	56
Figura 4.3 – Tensão horizontal mínima (a), tensão horizontal máxima (b) e tensão vertical (c), considerando a pressão do fluido de perfuração igual a 30,5 MPa. ....	58
Figura 4.4 – Vista do poço em perspectiva (a) e detalhe da junção do poço (b), com representação dos elementos plastificados, para pressão do fluido de perfuração igual a 30,5 MPa. ....	59
Figura 4.5 – Representação dos estados de tensão correspondentes a cada elemento do modelo no espaço das tensões principais, juntamente com a superfície de escoamento da rocha <i>Comiso</i> . ....	60
Figura 4.6 – Gráfico da razão entre o volume dos elementos plastificados e o volume total da cavidade versus peso do fluido de perfuração. ....	62

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Classificação dos gradientes de pressão de poros. Adaptada de ROCHA (2009). 19	19
Tabela 3.1 – Descrição petrofísica das rochas analisadas.....	44
Tabela 3.2 – Parâmetros obtidos a partir de ajuste para as diferentes rochas analisadas. ....	52

Tabela 4.1 – Estado de tensões <i>in situ</i> e pressão estática do reservatório, em MPa. ....	54
Tabela 4.2 – Dados da rocha Comiso. ....	55
Tabela 4.3 – Dados da malha utilizada. ....	56
Tabela 4.4 – Pesos dos fluidos de perfuração utilizados na simulação , em MPa, e ....	57

## Nomenclatura

**Breakouts:** zonas de desmoronamento e ruptura por cisalhamento, em lados opostos do poço; ovalização da seção transversal de um poço, com o eixo maior paralelo a menor tensão horizontal.

**Extended Leak-off Test (ELOT):** ou teste de absorção estendido, é uma versão prolongada do LOT que além de estimar o gradiente de fratura da formação, estima sua tensão mínima horizontal e a resistência à tração da rocha.

**Fluido não penetrante:** Fluido que quando utilizado não flui do interior do poço para a formação. Pode-se citar como exemplo qualquer fluido em presença de formação impermeável ou com reboco formado.

**Fraturamento:** técnica de estimulação de formações a partir da injeção de um fluido (fraturante) na formação, sob uma pressão suficientemente alta para fraturar a formação. Associado ao fluido, um material granular é introduzido na rocha de forma a manter a abertura da fratura, formando dessa forma, um canal permanente, de alta permeabilidade, para o escoamento de hidrocarboneto entre a formação e o poço.

**Grainstone:** tipo de calcário no qual os grãos maiores estão em contato e não há sedimentos de granulação mais fina. É depositada em ambiente de alta energia e é originalmente uma boa rocha reservatório.

**Janela operacional:** define o peso do fluido de perfuração a ser utilizado na execução do projeto, sendo que seu limite superior e inferior são os gradientes de fratura e colapso, respectivamente.

**Kick:** fluxo indesejável de fluido da formação para o poço que se não controlado, pode acarretar conseqüências severas como um *blowout*.

**Leak-off test (LOT):** ou teste de absorção clássico, é um teste executado sobre a formação para a estimativa de sua tensão de fratura.

**Perfil caliper:** perfil que registra o diâmetro do poço. A ferramenta tem um, dois, três ou seis braços que se expandem e se contraem para ajustarem-se à parede do poço. É usado para calcular o volume de cimento requerido, determinar o volume do poço para calibrar outros perfis, localizar rebocos e zonas permeáveis e determinar a estabilidade do poço.

**Perfil densidade:** tipo de perfil radioativo que mede a densidade das formações em subsuperfície. É usado para determinação da porosidade das rochas e densidade dos hidrocarbonetos contidos nas formações, detecção de zonas anormalmente pressurizadas, identificação de litologia e seleção de brocas.

**Perfis de imagem:** incluem tanto perfis de imagem elétricos como perfis acústicos. O perfil de imagem elétrico opera com um grande número de eletrodos em contato com a

formação, usualmente distribuídos em quatro ou seis braços, e apresenta melhores resultados na detecção de estruturas finas, como fraturas naturais. Enquanto que, o perfil de imagem acústico é baseado na reflexão de ondas acústicas na parede do poço, registrando o tempo de trânsito e a amplitude dos pulsos refletidos, sendo melhor empregado para detecção de *breakouts*.

**Perfil sônico:** perfil que registra a velocidade do som através das diferentes camadas de rochas de um poço. A velocidade é registrada em unidade de microsegundos por pés e é chamada tempo de trânsito intervalar. A ferramenta sônica tem um transmissor e dois receptores, um a três pés e outro a cinco pés do transmissor. As velocidades são utilizadas para determinar a litologia e calcular a porosidade das rochas.

# Capítulo 1

## Introdução

A extração de hidrocarbonetos em ambientes cada vez mais severos, como a exploração de campos em águas profundas, representa um grande desafio à indústria petrolífera. A busca da viabilidade econômica da produção dessas reservas tem impulsionado o desenvolvimento de novas tecnologias capazes de garantir sua exploração comercial. Entre essas novas tecnologias, a perfuração de poços direcionais apresenta-se como uma solução bastante atrativa.

Muitas são as vantagens de se utilizar poços direcionais em detrimento de poços verticais. Entre elas estão relacionadas o aumento da área de drenagem de um reservatório, caso seja perfurado um poço horizontal; e, a possibilidade de perfuração de vários poços a partir de uma mesma plataforma, levando ao uso otimizado de linhas de produção, além de significativa economia propiciada pela redução do número de sondas e unidades de produção necessárias à perfuração e ao desenvolvimento do campo, respectivamente.

No entanto, a perfuração de poços direcionais agrava problemas relacionados à instabilidade dos poços e tais problemas implicam em expressivos custos adicionais na perfuração. Para contornar eventos não previstos e consequentes atrasos no cronograma das operações, muitas vezes é preciso maior tempo de aluguel de sonda e são gastos mais recursos com equipamentos e pessoal especializado, ocasionando aumento significativo nos recursos necessários à perfuração. Em casos mais severos, pode ocorrer até mesmo a perda total do poço, com abandono da locação e imensos prejuízos associados.

A ocorrência de instabilidade de poços se dá devido a diversos mecanismos, sendo o mais significativo deles a relação entre o estado de tensões no poço e a resistência da rocha. Esse fato torna a avaliação da estabilidade de um poço um problema clássico de mecânica das rochas, uma vez que é necessária a previsão da resposta das rochas a um determinado carregamento mecânico.

Sendo assim, a análise da mecânica das rochas é parte extremamente importante para operações de perfuração estáveis e seguras. Como parte dessa análise, é necessário o conhecimento dos esforços a que estão submetidas às formações e a determinação dos parâmetros relacionados à resistência da rocha, para que possam ser estudadas situações nas quais ocorrerá colapso ou fratura da formação.

Contudo, muitos são os dados requeridos para que essas análises sejam concluídas e a obtenção desses parâmetros, além de bastante onerosa, é em alguns casos, extremamente difícil. Neste contexto, a utilização de simuladores numéricos se apresenta como uma importante ferramenta para o planejamento e execução de um poço. Os avanços tecnológicos na área da computação têm permitido o uso de modelos cada vez mais complexos e refinados os quais possibilitam simulações cada vez mais realistas, culminando na otimização dos projetos e redução dos custos.

Na realização das simulações citadas no parágrafo anterior, o Método dos Elementos Finitos (MEF) merece destaque. O MEF é um método numérico, que consiste na aproximação da solução de problemas de valor de fronteira descritos por equações diferenciais ordinárias e parciais através da subdivisão da geometria do problema em elementos menores (elementos finitos) nos quais a aproximação da solução exata pode ser obtida por interpolação de uma solução aproximada.

No que se refere à análise de estabilidade de poços, esse método numérico apresenta-se como uma excelente alternativa, uma vez que permite a realização de análises considerando materiais elastoplásticos; libera a orientação do poço em relação às tensões principais, possibilitando uma análise em direções arbitrárias; permite estudos de poços com geometria também arbitrária e trajetórias simples ou complexas; e, possibilita análises em meios estratificados e anisotrópicos. Além disso, através de sua utilização, é possível o monitoramento da qualidade da solução, manualmente ou através de indicadores de erros, e refinando-se a malha utilizada, pode ser encontrada uma melhor solução para o problema analisado.

Dessa forma, este trabalho tem como objetivo o estudo do comportamento das rochas quando submetidas a esforços característicos da fase de perfuração, como subsídio à realização de perfurações estáveis, através de um programa, denominado PoroNL, desenvolvido no âmbito do Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia, utilizando o Método de Elementos Finitos.

O programa PoroNL emprega o modelo desenvolvido por GUEVARA JUNIOR (2006), como continuidade da linha de pesquisa de COELHO (2001) e TISSER (2004). Neste estudo, serão utilizados como entrada dados de rochas carbonáticas obtidos de experimentos

realizados no *Institut de Physique du Globe*, EOST (CNRS/ULP), França, por BAUD *et al* (2000) e em *SUNY* em *Stony Brook*, Nova York, por VADJOVA *et al* (2004) e WALKER (2006). A partir de um tratamento adequado, os dados são ajustados ao modelo constitutivo e utilizando-se um modelo físico do poço a ser analisado, é possível estudar sua estabilidade com base em critérios estabelecidos pela literatura.

## 1.1. Revisão da literatura

Considerando a linha de pesquisa que originou o código a ser empregado na análise geomecânica aplicada à estabilidade de poços nesse estudo, é importante ressaltar os trabalhos resumidos a seguir.

COELHO (2001) apresentou uma revisão dos modelos de ruptura mais utilizados nos materiais geomecânicos encontrados em reservatórios de petróleo e as metodologias de análise do problema do poço, tanto analíticas quanto numéricas. Um modelo elastoplástico capaz de simular o fenômeno de colapso de poros foi implementado e desenvolvido em um simulador numérico. O modelo foi calibrado a partir de dados experimentais, com simulação de ensaios de laboratório.

TISSER (2004) realizou a implementação em código de elementos finitos de um modelo constitutivo em duas dimensões, visando modelar o fenômeno de porocolapso observado em rochas porosas e inconsolidadas, encontradas com grande frequência em reservatórios de águas profundas. Seu modelo é composto de uma superfície de ruptura clássica associada com um *cap* suave, eliminando a presença do vértice no encontro dessas superfícies, proporcionando, assim, um ganho computacional com a simplificação do algoritmo.

GUEVARA JUNIOR (2006), seguindo a linha de pesquisa de COELHO (2001) e TISSER (2004), realizou a implementação computacional, em três dimensões, com o Método dos Elementos Finitos, de uma superfície de escoamento suave composta da interseção da superfície de ruptura de Mohr-Coulomb com um *cap* de fechamento. A formulação utilizada considerou o regime das pequenas deformações e deslocamentos, fluxo associativo e problemas estáticos.

VILLELA (2010), também utilizando uma envoltória de fechamento associada ao modelo de ruptura de Mohr-Coulomb, realizou uma análise não linear baseada na teoria da plasticidade. Através da implementação das forças de escavação, a perfuração foi simulada de um modo mais realista possibilitando a análise de estabilidade nas formações vizinhas. Para sua

validação, realizou-se uma análise de sensibilidade do código, denominado PoroNL, com casos publicados na literatura em análise de estabilidade de poços equivalentes ao modelo implementado, incluindo critérios sugeridos de estabilidade como a área plastificada e o fechamento do poço devido a deformação plástica.

## **1.2. Descrição dos capítulos**

Seguindo-se a esta Introdução, o Capítulo 2 apresenta os fundamentos necessários à análise da mecânica das rochas e fundamentos teóricos da perfuração de poços como subsídios à realização de um projeto de poço bem sucedido.

O Capítulo 3 apresenta o tratamento realizado em dados experimentais de rochas carbonáticas, a fim de que esses dados pudessem ser ajustados ao modelo constitutivo utilizado no programa computacional empregado para análise da estabilidade de poços.

O Capítulo 4 mostra um cenário de análise selecionado e os resultados de simulações numéricas realizadas com base nesse cenário, além de serem discutidos os resultados obtidos.

Por fim, o Capítulo 5 descreve as conclusões do estudo realizado.

# Capítulo 2

## Estabilidade de Poços Durante a Perfuração: Aspectos Geomecânicos e Elaboração de Projetos de Poços de Petróleo

### 2.1. Conseqüências da instabilidade de poços para as operações de perfuração e necessidade de elaboração de um projeto de poço

Várias são as conseqüências de problemas relacionados à instabilidade de poços para as operações de perfuração. Os principais exemplos dessas questões são a variação do diâmetro do poço e a perda de circulação.

A variação de diâmetro engloba tanto a redução como o alargamento do poço e ocorre principalmente devido ao colapso mecânico de suas paredes. Essa mudança na circunferência do poço traz inúmeros complicadores para a perfuração como, por exemplo, necessidade de realização de vários repasses e, em casos mais graves, prisão da coluna de perfuração.

No que se refere a operações posteriores à perfuração, a variação de diâmetro do poço pode também causar diversos problemas. Pode ser consideravelmente complicado realizar e interpretar alguns perfis ao longo do poço perfurado, uma vez que a interpretação está baseada em um diâmetro conhecido, e a forma irregular dos poços pode também causar grande incerteza no cálculo do volume de cimento requerido para realizar a cimentação e dificultar as operações de canhoneio, controle da produção de areia e estimulação.

Como citado anteriormente, outra conseqüência da instabilidade de poços é a perda de circulação. Nesse caso, há perda de quantidade significativa de fluido de perfuração para a formação, reduzindo o nível de fluido dentro do poço e causando conseqüente diminuição da pressão hidrostática. Essa redução de pressão em regiões nas quais existem formações permeáveis aumenta consideravelmente as chances de ocorrência de *kicks*.

Levando em consideração todos os complicadores mencionados nos parágrafos anteriores, é importante evitar ou ao menos minimizar problemas de instabilidade. A elaboração de detalhados projetos dos poços a serem perfurados é um dos instrumentos utilizados com esse intuito.

A realização de um bom projeto de poço envolve diversas etapas e a análise de muitos aspectos. Quando um poço é projetado, são selecionados o peso do fluido de perfuração e sua composição, a profundidade de assentamento dos revestimentos e a trajetória do poço (incluindo orientações de desvios e azimutes), além de outras inúmeras variáveis. Todo esse planejamento serve a muitos propósitos: primeiramente, o reservatório deve ser alcançado de uma maneira que a drenagem seja ótima durante toda a produção; em segundo lugar, a velocidade da perfuração deve ser satisfatória; e, como ponto central, a perfuração deve ser segura e estável.

Os pontos principais para que todos esses objetivos sejam alcançados estão relacionados a diversos fatores, entre eles o conhecimento dos esforços a que estão submetidas às formações, determinação das propriedades mecânicas relacionadas às rochas, estabelecimento das geopressões e determinação da janela operacional do projeto em questão. A seguir serão descritos os fundamentos de mecânica das rochas e procedimentos para determinação das geopressões e da janela operacional como subsídios para realizar um projeto de poço bem sucedido.

## **2.2. Fundamentos de mecânicas das rochas e estabelecimento das geopressões**

Nesta subseção, serão descritos conceitos básicos com relação às rochas a serem perfuradas: será apresentada uma descrição do estado tridimensional de tensões atuantes em um corpo; as tensões *in situ* a que estão submetidas uma formação em subsuperfície, assim como o procedimento para determinação das geopressões e estabelecimento da janela operacional; as tensões atuantes ao redor do poço; diferentes mecanismos de falha das rochas; e princípios relacionados ao comportamento plástico e não linear das formações.

### 2.2.1. Estado tridimensional de tensões

Para se ter uma descrição completa do estado de tensões em um ponto é necessário identificar as tensões relacionadas a três planos ortogonais. Em cada um desses planos agem três tensões, uma normal e duas cisalhantes, totalizando nove tensões, conforme ilustrado na Figura 2.1. Segundo a convenção de sinais utilizada em Mecânica do Contínuo, as componentes de tensão são representadas da seguinte maneira: na face negativa, todas as tensões que atuam nas direções negativas das coordenadas são consideradas positivas, e na face positiva todas as tensões que atuam nas direções positivas das coordenadas são consideradas também positivas. Sendo assim, tem-se que as tensões normais de tração são positivas e as de compressão são negativas.

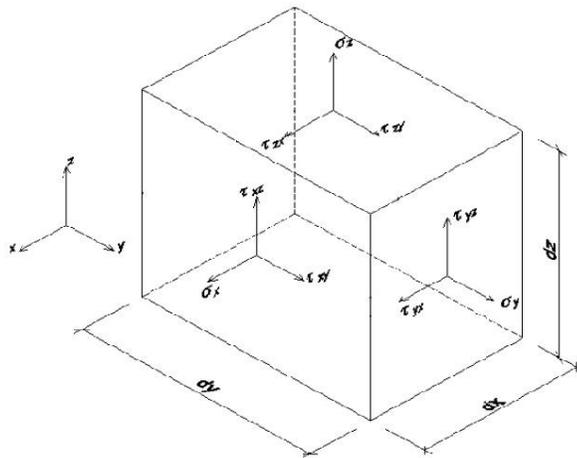


Figura 2.1 - Estado tridimensional de tensões. Adaptado de ROCHA (2009).

As nove componentes do estado tridimensional de tensões podem ser representadas em um matriz  $3 \times 3$ , constituindo o chamado tensor de tensões, mostrado na Equação 2.1. O tensor de tensões define completamente o estado de tensões em um ponto para um dado sistema de coordenadas estabelecido.

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} \quad (2.1)$$

Considerando que o corpo submetido a um determinado estado de tensões permanece em equilíbrio, o somatório dos momentos nas direções x, y e z deve ser igual a zero, o que leva à simetria do tensor de tensões, reduzindo as tensões que devem ser determinadas a apenas seis. Sendo assim,

$$\tau_{ij} = \tau_{ji} \quad (2.2)$$

E, conseqüentemente,

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

Ao analisar as tensões atuantes em um ponto segundo os diversos sistemas coordenados, pode-se mostrar que existe um sistema particular no qual atuam somente tensões normais (ou seja, as tensões cisalhantes são nulas), sendo essas chamadas tensões principais e representadas por  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  e  $\sigma_3$ . O tensor de tensões que representa essa situação é igual a:

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{pmatrix} \quad (2.4)$$

Comumente, e também nesse estudo, será considerado que  $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ .

- Tensões hidrostática e desviatória

Considerando um estudo das conseqüências da ação das tensões normais e cisalhantes em um corpo, as tensões normais são responsáveis pela variação de seu volume e as tensões cisalhantes, por sua distorção. A partir desses conceitos, pode-se dividir um estado de tensão arbitrário em duas parcelas: uma hidrostática ( $h$ ), responsável pela variação de volume, e uma desviatória ( $S$ ), responsável pela distorção, definidas pelas Equações 2.5 e 2.6:

$$h = \frac{1}{3} \text{tr}(\sigma) \cdot I \quad (2.5)$$

$$S = \sigma - \frac{1}{3} \text{tr}(\sigma) \cdot I \quad (2.6)$$

Onde:

$\text{tr}(\sigma) = \text{traço do tensor de tensões} = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z;$

$I = \text{matriz identidade } 3 \times 3.$

- Invariantes de tensões

Sabe-se que o tensor de tensões varia de um sistema de coordenadas para outro; no entanto, algumas propriedades do tensor permanecem imutáveis independentemente do sistema utilizado. Essas propriedades são designadas por invariantes de tensão.

O mais simples dos invariantes é a tensão média (igual a um terço do traço do tensor de tensões,  $\text{tr}(\sigma)$ ), e os mais comumente utilizados em diversas aplicações, incluindo definição de alguns critérios de escoamento, são  $I_1$ ,  $I_2$  e  $I_3$  - primeiro, segundo e terceiro invariantes do tensor de tensões - e  $J_1$ ,  $J_2$  e  $J_3$  - primeiro, segundo e terceiro invariantes do tensor de tensões desviatórias. Esses invariantes são definidos pelas equações descritas a seguir:

$$I_1 = \text{tr}(\sigma) \quad (2.7)$$

$$I_2 = -(\sigma_x\sigma_y + \sigma_y\sigma_z + \sigma_x\sigma_z) + \tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{xz}^2 \quad (2.8)$$

$$I_3 = \det(\sigma) \quad (2.9)$$

$$J_1 = \text{tr}(S) = 0 \quad (2.10)$$

$$J_2 = \frac{1}{6} [(\sigma_x - \sigma_y)^2 + (\sigma_y - \sigma_z)^2 + (\sigma_x - \sigma_z)^2 + 6(\tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{xz}^2)] \quad (2.11)$$

$$J_3 = \det(S) \quad (2.12)$$

### 2.2.2. Tensões *in situ*

As formações existentes em subsuperfície estão submetidas a um estado de tensões compressivo. Esse estado de tensão é chamado de tensões *in situ*, sendo formado por três tensões mutuamente ortogonais entre si, uma vertical ( $\sigma_v$ ) e duas horizontais (tensão horizontal mínima,  $\sigma_h$ , e máxima,  $\sigma_H$ ), acrescentando a essas tensões a pressão de poros. Considerando

um sistema de coordenadas no qual o eixo z coincide com a direção vertical, as tensões  $\sigma_V$ ,  $\sigma_h$  e  $\sigma_H$  são as tensões principais atuantes na formação.

A tensão vertical é originada devido ao peso das camadas sobrejacentes a um bloco de rocha no subsolo e, geralmente, é a maior tensão atuante na formação. Dentre as tensões *in situ*, a tensão vertical é a mais fácil de ser determinada. O cálculo de seu valor é realizado através do estabelecimento da densidade das formações e posterior cálculo da tensão de sobrecarga, conforme será mostrado na Seção 2.2.2.1. Essa tensão é governada pela gravidade e sua direção aponta sempre para o centro da Terra.

A pressão de poros, também chamada pressão da formação, é definida como a pressão do fluido contido no espaço poroso das rochas. A pressão de poros é normal se a uma dada profundidade, seu valor é igual ao peso da coluna de fluidos acima dessa profundidade. No entanto, em muitos casos a pressão de poros se desvia do valor normal, como será descrito também na Seção 2.2.2.1.

Um ponto importante a ser ressaltado em relação à pressão de poros, é que sua presença, atuando em todas as direções dentro dos poros de uma rocha, ajuda a suportar grande parcela da tensão total aplicada. Dessa forma, a tensão efetivamente atuante sobre a matriz da rocha e que deverá ser levada em consideração para análises da resistência das formações é igual à tensão total menos a pressão de poros, conforme explicitado pela Equação 2.13.

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (2.13)$$

As tensões horizontais, por sua vez, dentre outros motivos, são uma resposta ao carregamento vertical, considerando que o elemento de rocha tende a se deformar lateralmente, sendo, contudo, limitado pelo seu em torno. Assumindo uma região na qual as tensões horizontais são induzidas simplesmente como resultado da tensão vertical, pode-se escrever que:

$$\sigma'_h = \sigma'_H = K\sigma'_V \quad (2.14)$$

Onde,  $K$  é a razão entre a tensão efetiva horizontal e a tensão vertical.

Entretanto, é importante dizer que em condições especiais, tais como áreas tectonicamente ativas, presença de domos salinos e regiões sujeitas ao aumento ou à redução

drástica de temperatura, tanto a magnitude quanto a direção das tensões podem ser afetadas e, considerando esses efeitos, as tensões horizontais podem ser diferentes entre si, além de, em alguns casos, uma das tensões horizontais poder representar a maior tensão atuante na formação.

Diferentemente da tensão vertical, a obtenção da tensão horizontal máxima e mínima apresenta grande dificuldade, uma vez que os valores dessas tensões não são obtidos facilmente a partir de modelos matemáticos (FÆRJ, 2008). Para sua caracterização, podem ser realizadas análises referentes à determinação de suas direções e também testes a fim de obter suas magnitudes.

O estabelecimento das direções das tensões horizontais é baseado na detecção de falhas nas paredes do poço, pois as direções dessas falhas, em uma situação ideal, são unicamente governadas pelas direções das duas tensões horizontais principais. Para obtenção dessas direções são empregadas ferramentas de perfilagem, principalmente perfil *caliper* e perfis de imagens elétricos e acústicos. Esses instrumentos são capazes de visualizar a direção de *breakout*, isto é, zonas de desmoronamento e ruptura por cisalhamento, determinando então as direções das tensões horizontais.

Com relação às magnitudes, os valores são obtidos de forma distinta para a tensão mínima e máxima. Para determinação da tensão horizontal mínima, o único método realmente eficaz é fraturar a formação e registrar a pressão em que a fratura se fecha. Isto requer que a fratura tenha penetrado na formação por uma distância longa o suficiente para que apenas a resistência das tensões horizontais *in situ* seja sentida. Já a determinação da tensão horizontal máxima é realizada empregando equações que utilizam dados obtidos a partir de ensaios de fraturamento a fim de que estimativas de seu valor possam ser obtidas.

- Determinação da tensão horizontal mínima: Teste de Absorção Clássico e Teste de Absorção Estendido

Testes de Absorção Clássico (*Leak-off Tests* – LOT) têm como propósito determinar a máxima pressão que a nova seção do poço pode sustentar sem fraturar ou perder fluido, sendo realizados durante a fase de perfuração de um poço, nas formações imediatamente abaixo de cada sapata.

Após a coluna de revestimento ter sido cimentada, a sapata é rompida e poucos metros da nova formação são perfurados. O LOT é então realizado pela pressurização na seção de poço aberto. A pressão no poço é aumentada pelo bombeio a uma vazão constante, produzindo

uma linha reta em um gráfico de pressão *versus* volume. O ponto onde a resposta da pressão começa a se desviar do comportamento linear é definido como o ponto de absorção (ponto de início da fratura). Normalmente, um teste de absorção clássico é interrompido após esse instante.

O ponto de absorção ou ponto de início da fratura não está, no entanto, diretamente relacionado à menor tensão horizontal e devido a isso não estima o valor de  $\sigma_h$ . Vale ressaltar que como esse teste é interrompido logo após o ponto de absorção, a fratura gerada é muito pequena e mesmo que o fechamento da fratura ocorra, a pressão de fechamento, se usada como estimativa da tensão horizontal mínima, apresentará valores significativamente mais altos que o valor real.

Para fazer com que o teste de absorção seja aplicado para a determinação da tensão horizontal mínima, modificações devem ser feitas, levando à realização do Teste de Absorção Estendido (*Extended Leak-off Test* – ELOT). Esse teste segue o mesmo procedimento do teste de absorção clássico; entretanto, o bombeio é prosseguido até que haja o primeiro decréscimo de pressão, o que caracteriza que a pressão de quebra da formação foi atingida. O procedimento do ELOT aqui apresentado está baseado na descrição realizada por VILLELA (2010).

Conforme representado na Figura 2.2, pode-se observar que o bombeio continua depois de atingida a pressão de quebra por mais alguns minutos ou até que alguns galões de fluido tenham sido injetados para assegurar a estabilidade da propagação da fratura na formação. A pressão de bombeio alcança um nível relativamente estável o qual é chamado de pressão de propagação da fratura (FPP). Nesse ponto, o bombeio é interrompido (fechamento ou *shut-in*). A pressão instantânea de fechamento ou *instantaneous shut-in pressure* (ISIP) é definida como o ponto onde a pressão reinicia seu decréscimo após um trecho linear.

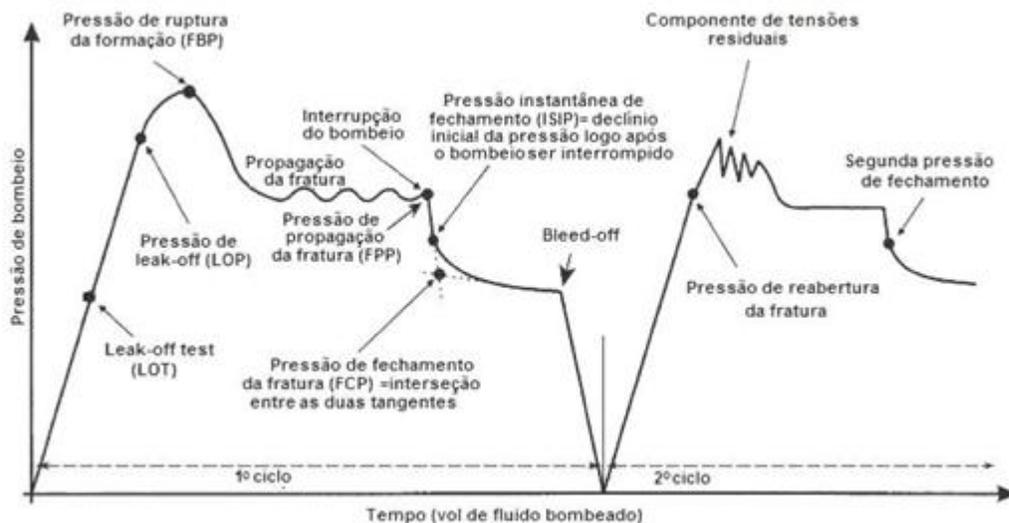
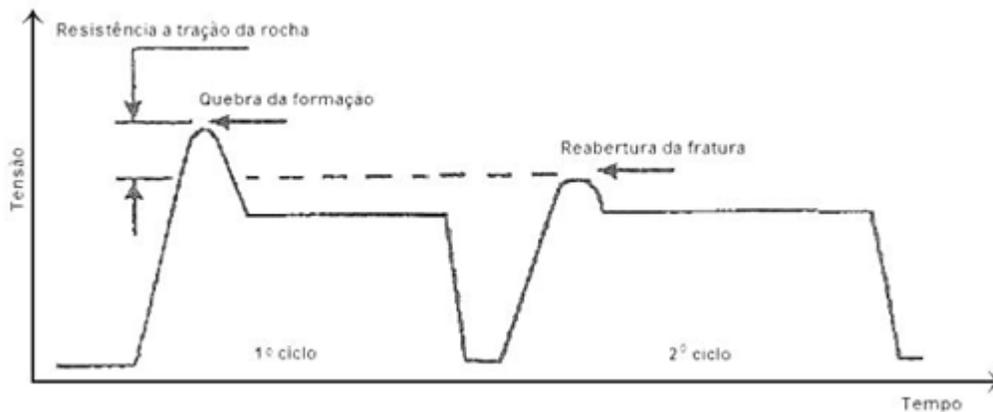


Figura 2.2 - Representação do *Leak-off Test Estendido*. Adaptado de VILLELA (2010).

A pressão de fechamento da fratura, (*fracture closure pressure – FCP*) considerada um dos mais importantes parâmetros obtidos do teste de absorção estendido, ocorre quando a fratura gerada mais recentemente se fecha. A FCP é determinada pela interseção das tangentes do gráfico de pressão *versus* volume de bombeio e seu valor é adotado como a tensão principal horizontal mínima visto que as tensões na formação e a pressão do fluido remanescente na fratura estão em equilíbrio. Ao final do teste, a válvula na superfície é aberta e parte do fluido retorna ao tanque de fluido.

Para confirmação dos dados obtidos anteriormente, um segundo ciclo de pressurização é iniciado. Como a fratura já foi criada no primeiro teste estendido, a pressão no segundo ciclo, no ponto de reabertura da fratura, corresponde aproximadamente ao FPP do primeiro ciclo. A execução sucessiva de mais ciclos de pressurização é recomendada até que os valores de FCP e ISIP sejam confirmados.

Observa-se na Figura 2.2 que a pressão de quebra da formação é superior a de reabertura da fratura. A diferença entre tais valores é a resistência à tração das rochas, conforme detalhado na Figura 2.3. É importante notar que esses números devem ser muito próximos, uma vez que a resistência à tração das rochas pode até mesmo ser desprezada em alguns estudos.



**Figura 2.3 - Resistência à tração da rocha a partir do gráfico de dois ciclos de teste. Adaptado de VILLELA (2010).**

- Estimativa da tensão horizontal máxima

Quantitativamente a tensão horizontal máxima ( $\sigma_H$ ) pode ser estimada através de testes de fraturamento, utilizando equações que empregam parâmetros obtidos a partir desses testes. Conforme apresentado por VILLELA (2010), sabendo-se que  $\sigma_h$  já foi definido pelo ELOT, a tensão máxima horizontal será dada por:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - P_b - P_p + T_0 \quad (2.14)$$

Onde:

$P_b$  = pressão de quebra;

$P_p$  = pressão de poros;

$T_0$  = resistência à tração da rocha.

Ressalta-se que essa técnica se aplica melhor em profundidades máximas de até 2.000 metros e com pequenas variações de temperatura. Outra opção é uma metodologia para estimativa de  $\sigma_H$  baseada na resistência à compressão da rocha proveniente de ensaios diretos de laboratório (VILLELA, 2010).

$$\sigma_{Hm\acute{a}x} = \frac{(C_0 + 2P_p + \Delta P + \sigma^{\Delta t}) - \sigma_{hmin}(1 + 2 \cos(2\theta_b))}{1 - 2 \cos(2\theta_b)} \quad (2.15)$$

Sabendo que:

$$2\theta_b = \pi - w_{bo} \quad (2.16)$$

$$\Delta P = P_w - P_p \quad (2.17)$$

Onde:

$C_0$  = coesão;

$P_p$  = pressão de poros;

$\sigma^{\Delta t}$  = tensão devido à variação de temperatura na formação;

$w_{bo}$  = ângulo de *breakout*.

### 2.2.2.1. Estabelecimento das geopressões

O estado de tensões atuante sobre uma formação em certas condições pode levar à falha da rocha. O conceito de falha da rocha é de grande importância para o projeto e execução da perfuração de um poço, uma vez que irá definir os limites de pressão aos quais o poço poderá ser submetido. Dessa forma, para que esses limites sejam estabelecidos é importante conhecer as pressões e tensões atuantes de maneira a definir as geopressões.

Segundo ROCHA (2009), geopressões são todas as pressões e tensões existentes no subsolo, e todas aquelas que são impostas às formações, podendo, inclusive, levar a sua falha. A estimativa desses esforços é fundamental para que sejam estabelecidos os pesos de fluidos de perfuração e as profundidades de assentamento das colunas de revestimentos.

Sendo assim, a seguir, serão descritos conceitos e procedimentos para determinação das geopressões. Mais especificamente, serão estudadas as pressões de sobrecarga, poros, colapso e fratura.

#### **Gradiente de sobrecarga**

Devido ao peso das formações sobrepostas a um determinado bloco de rocha, esse bloco está sujeito a uma tensão de sobrecarga, exercida pelo somatório dos pesos das camadas superiores. Essa tensão é função de três parâmetros: profundidade, constante gravitacional e massa específica das formações e é calculada através da Equação 2.18:

$$\sigma_{ov} = \int_0^Z \rho g dD \quad (2.18)$$

Uma vez que já são conhecidos de antemão a profundidade e a constante gravitacional, para a realização do cálculo da tensão de sobrecarga, é necessária a determinação das massas específicas das formações e a obtenção desses valores se dá através da utilização tanto de medições diretas, utilizando-se análises de testemunhos e perfil densidade, quanto de correlações matemáticas.

- Medições diretas

1. Análise de testemunhos

A análise de testemunhos permite obter uma grande variedade de informações acerca das propriedades naturais das rochas em subsuperfície, incluindo a massa específica das formações. No entanto, testemunhos fornecem apenas uma medição pontual dessa propriedade, restringindo sua aplicação à calibração das correlações matemáticas anteriormente utilizadas para cálculos de estimativas desses valores.

2. Perfil densidade

O perfil densidade é um registro contínuo das variações da massa específica das rochas atravessadas por um poço. As ferramentas de densidade são ferramentas utilizadas para medir a densidade de elétrons da formação e por correções litológicas apropriadas, esse valor é convertido para massa específica com razoável acurácia.

Embora de grande utilidade, existem alguns fatores que limitam a utilização do perfil densidade para fins de determinação do gradiente de sobrecarga. Entre eles, pode-se citar o fato de o perfil ser normalmente corrido apenas em zonas de interesse e não ao longo de todo o poço, devido ao seu alto custo, e também as grandes imprecisões dos valores medidos em poços alargados.

- Métodos de cálculo

Os métodos de cálculos são aqueles que utilizam correlações que forneçam a densidade da formação, geralmente baseados em perfis comumente corridos no poço. Neste trabalho, serão apresentadas as correlações de Belloti e Gardner.

### 1. Correlação de Belloti

Trata-se de duas expressões que correlacionam as densidades das formações com os tempos de trânsito da formação e da matriz rochosa. Os tempos de trânsito são obtidos através da realização do perfil sônico.

As duas expressões anteriormente citadas são as equações empregadas para cálculo em formações consolidadas e inconsolidadas e estão descritas a seguir:

$$\rho_b = 3,28 - \frac{\Delta t}{88,95} \left( \Delta t < \frac{100\mu s}{ft} \right) \quad (2.19)$$

$$\rho_b = 2,75 - 2,11 \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t + 200} \left( \Delta t > \frac{100\mu s}{ft} \right) \quad (2.20)$$

Onde:

$\rho_b$  = densidade total da formação (g/cm<sup>3</sup>);

$\Delta t$  = tempo de trânsito (μs/ft);

$\Delta t_{ma}$  = tempo de trânsito da matriz (μs/ft).

### 2. Correlação de Gardner

A correlação de Gardner é uma das mais usadas na indústria do petróleo devido a sua simplicidade e confiabilidade. Trata-se da correlação entre a densidade com o tempo de trânsito ou com a velocidade do som, conforme descrito abaixo:

$$\rho_b = a (V)^b \quad (2.21)$$

$$\rho_b = a \left( \frac{10^6}{\Delta t} \right)^b \quad (2.22)$$

Onde:

$\rho_b$  = densidade total da formação (g/cm<sup>3</sup>);

$a$  = constante empírica (valor usual igual a 0,23, definido para o Golfo do México);

$b$  = expoente empírico (valor usual igual a 0,25, definido para o Golfo do México);

$V$  = velocidade do som (ft/s);

$\Delta t$  = tempo de trânsito ( $\mu$ s/ft).

Após expostos os métodos de determinação da densidade da formação e sendo possível, utilizando-se esses dados, calcular a tensão de sobrecarga, faz-se necessária a definição do gradiente de sobrecarga. Devido à necessidade de relacionar as tensões e pressões atuantes ao longo do poço com o peso do fluido de perfuração a ser utilizado, é preciso converter os valores da tensão de sobrecarga obtidos em valores de massa específica. Dessa forma, define-se gradiente de sobrecarga a certa profundidade como a razão entre a tensão de sobrecarga e essa profundidade, conforme Equação 2.23:

$$G_{OV} = \frac{\sigma_{OV}}{D} \quad (2.23)$$

### ***Gradiente de poros***

Conforme dito anteriormente, a pressão de poros é definida como a pressão do fluido contido no espaço poroso das rochas. O gradiente de poros, por sua vez, é aquele obtido a partir da divisão da pressão de poros pela profundidade na qual essa pressão atua. Vale ressaltar que a conversão da pressão para o gradiente de poros, assim como a conversão da tensão de sobrecarga para o gradiente de sobrecarga, é necessária uma vez que esses valores devem ser comparados com o peso de fluidos de perfuração.

Os gradientes de poros podem ser classificados em anormalmente baixo, normal, anormalmente alto e sobrepressão. O gradiente de poros é normal quando, em certa profundidade, seu valor é igual ao da pressão exercida por uma coluna hidrostática de fluido da formação. A magnitude do gradiente de poros normal varia entre 8,5 e 9,0 lb/gal, valores equivalentes a uma massa específica de fluido de 1,02 e 1,08 g/cm<sup>3</sup>, respectivamente. Os valores característicos dos gradientes de poros para as demais classificações estão contidos na tabela abaixo:

**Tabela 2.1 - Classificação dos gradientes de pressão de poros. Adaptada de ROCHA (2009).**

<b>Anormalmente baixo</b>	$G_p < 8,5 \text{ lb/gal}$
<b>Normal</b>	$8,5 \text{ lb/gal} < G_p < 9,0 \text{ lb/gal}$
<b>Anormalmente Alto ou Sobrepressão</b>	$9,1 \text{ lb/gal} < G_p < 90\% \text{ do } G_{ov}$
<b>Alta Sobrepressão</b>	$G_p > 90\% \text{ do } G_{ov}$

Em formações permeáveis, caso a perfuração ocorra em uma zona de pressão de poros anormalmente alta e se utilize um fluido de perfuração de peso insuficiente, poderá haver influxo indesejado da formação para o poço. Por outro lado, em formações impermeáveis, poderão ocorrer problemas como instabilidade das formações, podendo levar ao desmoronamento total ou parcial das paredes do poço.

Basicamente para determinação da pressão de poros, utilizam-se medições diretas, para formações permeáveis, e medições indiretas, para formações impermeáveis.

- **Medições diretas**

As medições diretas das pressões de poros são efetuadas por meio de testes realizados em formações permeáveis. Os testes mais comuns são os testes de formação, o *Repeated Formation Test (RFT)* e o *Formation Pressure While Drilling (FPWD)*.

O teste de formação é um método de avaliação das formações que equivale a uma completação provisória que se faz no poço, a fim de que as pressões da formação sejam obtidas. Os testes de formação podem levar horas ou até mesmo dias, o que torna necessário maior tempo de aluguel de sonda, elevando os custos de sua realização.

O RFT, por outro lado, é mais simples do que o teste de formação, sendo realizado com uma ferramenta descida a cabo no poço aberto. A ferramenta possui um sistema de válvulas e câmeras, possibilitando o registro das pressões estáticas e a obtenção de pequenas amostras de fluidos nas formações cortadas pelo poço. Considerando que o teste é feito a cabo, as operações são aceleradas, reduzindo o tempo de sonda. Porém, seus resultados, obtidos somente após a perfuração, são apenas uma forma de confirmar ou não as estimativas das pressões de poros já realizadas.

Por fim, os FPWD são testes nos quais as ferramentas de medição são descidas juntamente com a coluna de perfuração. Devido a isso, não há grande perda de tempo de

sonda e o resultado é obtido em tempo real, auxiliando na estimativa da pressão de poros do poço ainda em perfuração.

As medições dos testes anteriormente citados são utilizadas para calibrar as estimativas de pressões de poros feitas anteriormente. Entretanto, por serem medidas pontuais, realizadas apenas em zonas de interesse, não fornecem uma curva de pressão de poros ao longo de todo o poço.

- Medições indiretas

Os métodos indiretos são realizados em formações impermeáveis, mais especificamente folhelhos, e se baseiam em perfis elétricos, dados de velocidades sísmicas ou outros parâmetros representativos da porosidade da formação a fim de que seja identificada uma tendência de compactação normal.

À medida que a profundidade aumenta, a tendência de zonas normalmente compactadas é se tornarem cada vez menos porosas. No entanto, em zonas anormalmente compactadas, principalmente em regiões com pressões de poros anormalmente altas, a porosidade não mantém a tendência de decréscimo.

Esse é o comportamento que permite a identificação de zonas de pressões anormais através da aplicação de métodos indiretos: uma linha de tendência de redução da porosidade é traçada e qualquer desvio do comportamento esperado indica que naquela profundidade, a pressão de poros é anormal.

A Figura 2.4 mostra um gráfico semilogarítmico do tempo de trânsito  $\Delta t$ , em microsegundos por pé, *versus* profundidade, em metros, no qual pode ser observada a linha de tendência de compactação normal e a medida da variável  $\Delta t$  que permite identificar zonas anormalmente pressurizadas.

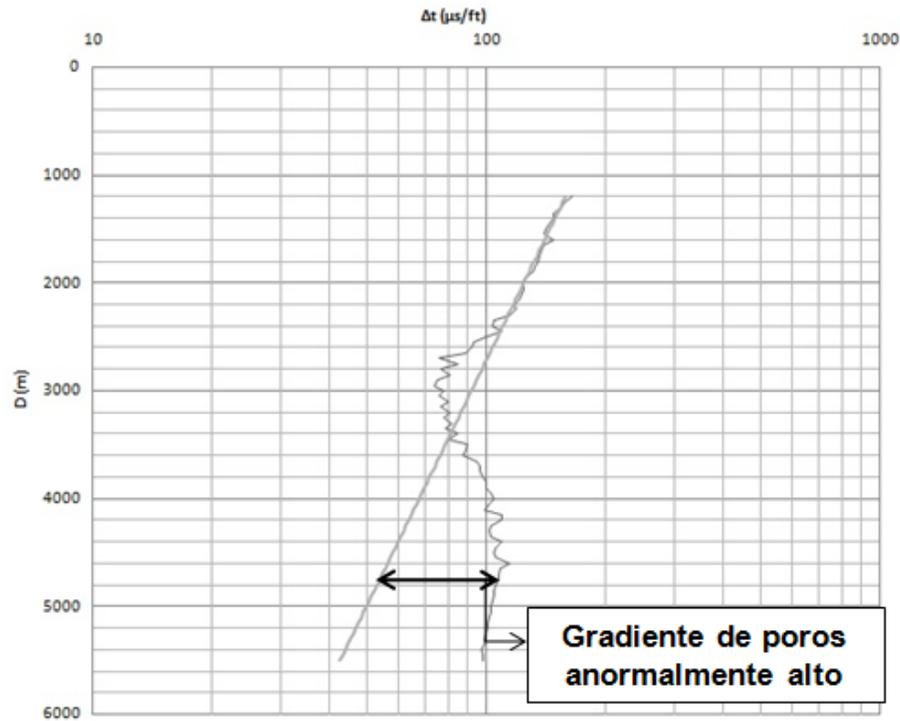


Figura 2.4 - Gráfico de  $\Delta t$  versus profundidade para identificação de zonas anormalmente pressurizadas.

### ***Gradiente de colapso***

O gradiente de colapso está relacionado ao conceito de pressão de colapso, a qual pode ser entendida como a pressão que faz com que a parede do poço falhe por cisalhamento (o conceito de falha por cisalhamento será melhor explicada na Seção 2.2.4.2). A falha por colapso pode estar relacionada tanto a um peso de fluido insuficiente como peso de fluido excessivo, gerando falha por colapso inferior e superior, respectivamente, e levando à definição de gradientes de colapso inferior e superior.

A determinação do valor do gradiente de colapso, mais especificamente o gradiente de colapso inferior, exige um conhecimento do comportamento das rochas em subsuperfície e segue a seguinte rotina:

- Conhecimento das rochas a serem perfuradas e suas propriedades, de modo a estabelecer os limites de resistência ou critérios de falha;
- Estabelecimento do estado de tensões atuante ao redor do poço;

- Comparação do estado de tensão ao redor do poço com o critério de falha da rocha, para a determinação da pressão dentro do poço que leve ao seu colapso.

Por fim, duas observações se tornam pertinentes acerca do gradiente de colapso. A primeira delas se refere ao fato de que a falha por cisalhamento ocorre principalmente devido a um grande diferencial entre as tensões e não apenas devido as suas magnitudes. O outro ponto está relacionado ao cisalhamento da rocha como consequência do aumento da pressão de poros, situação relativamente comum em perfuração de zonas com pressão anormalmente alta. Esse aumento leva à redução das tensões efetivas, transladando o círculo de Mohr em direção à envoltória de ruptura, o que poderá, porventura, causar colapso da rocha.

### ***Gradiente de fratura***

A fratura da formação ao redor do poço se inicia quando as tensões na rocha mudam de compressão para tração, e atingem a resistência à tração da rocha (o conceito de falha por tração será descrito na Seção 2.2.4.1). Isso pode ocorrer tanto para o caso de aumento de pressão dentro do poço, o que ocasiona fratura superior, quanto para o caso de uma redução da pressão, ocasionado fratura inferior. As fraturas superiores e inferiores levam à definição do gradiente de fratura superior e inferior.

Segundo ROCHA (2009), a direção de propagação de uma fratura será função do ambiente existente no subsolo e, em particular, dos esforços oferecidos pelas tensões *in situ*. Assim, uma fratura tende a se abrir na direção da menor tensão *in situ*, propagando-se de forma perpendicular a essa tensão.

A estimativa do gradiente de fratura é feita basicamente de duas formas: por meio de medições diretas ou usando técnicas de cálculo baseadas em modelos teóricos ou empíricos.

- Métodos Diretos

A medição direta dos gradientes de fratura é geralmente feita através de testes, em que o fluido de perfuração é pressurizado de maneira controlada dentro do reservatório. Os principais métodos diretos utilizados são, entre outros, o Teste de Absorção Clássico e o Teste de Absorção Estendido, já descritos nesse estudo.

Conforme destacado por ROCHA (2009) e já citado anteriormente, embora esses métodos forneçam valores reais e confiáveis, alguns são caros, exigindo grande tempo de sonda, sendo, por esse motivo, realizados apenas em formações específicas, não fornecendo valores representativos de todas as formações cortadas pelo poço.

- Métodos Indiretos

Os métodos indiretos, ao contrário dos métodos diretos, permitem a estimativa do gradiente de fratura ao longo de todo o poço. No entanto, esses métodos se embasam em teorias que exigem conhecimento nem sempre disponível acerca das formações, dificultando sua aplicação.

A seguir serão citados três diferentes métodos empregados para estimativa do gradiente de fratura, cujos procedimentos estão detalhadamente descritos em ROCHA (2009).

1. Método das Tensões Tangenciais

Este método tem por base a determinação das tensões ao redor do poço e o estabelecimento de um critério de falha. O método assume que haverá perda da circulação quando o aumento da pressão dentro do poço fizer com que a tensão tangencial se iguale à resistência à tração da rocha. Estabelecendo-se a tensão principal mínima, nesse caso a tensão tangencial,  $\sigma_{\theta}$ , e substituindo seu valor no critério de falha por tração, é possível obter a pressão dentro do poço que leva a uma fratura vertical da formação. Essa pressão é calculada através da equação 2.14, representada novamente abaixo:

$$P_W = 3\sigma_h - \sigma_H - P_P + T_0 \quad (2.24)$$

Com esse critério, o método se mostra altamente sensível aos efeitos próximos ao poço, sendo sua utilização mais apropriada para um poço intacto ou com pequenas fissuras, já que, à medida que a fratura aumenta, ela se distancia do poço, sofrendo assim menor efeito das tensões tangenciais.

## 2. Método da Tensão Mínima

O Método da Tensão Mínima é uma forma simples e muito utilizada para a determinação da fratura da formação no caso de poços verticais. O estado de tensão é examinado em frente à fratura e não próximo à parede do poço, levando às seguintes hipóteses:

- A rocha não possui qualquer resistência à tração;
- A pressão no poço deve atingir pelo menos a tensão *in situ* mínima para que o desenvolvimento e propagação da fratura ocorram.

Considerando que a menor tensão *in situ* é a menor tensão horizontal, tem-se que:

$$P_w = \sigma_h \quad (2.25)$$

Onde  $P_w$  é pressão dentro do poço que leva à fratura da formação.

## 3. Correlações Específicas

As correlações específicas para estimativa do gradiente de fratura se baseiam na utilização do gradiente de sobrecarga como parâmetro, pois além de ser um valor de tensão *in situ*, o gradiente de sobrecarga é função da profundidade do poço e da lâmina d'água, fazendo dele uma boa correlação direta com testes de absorção disponíveis na área.

Quando se têm dados de sobrecarga e LOT, basta plotar um gráfico do *leak-off test versus* sobrecarga e traçar a linha de tendência que forneça o melhor coeficiente de correlação. Essa linha estima o gradiente de fratura ao longo de todo o poço.

No entanto, nem sempre informações mais específicas sobre as formações, como, por exemplo, o gradiente de sobrecarga, estão disponíveis, sendo preciso utilizar algumas correlações matemáticas que possuem parâmetros já conhecidos. Nesse contexto, é utilizado o método da pseudosobrecarga, aplicando apenas dados do LOT. A equação utilizada, em unidades de campo, é a seguinte:

$$\sigma_{pseudo} = 1,422(\rho_w D_w + \rho_{ma} D_s - \frac{(\rho_{ma} - \rho_{fl}) \phi_0}{K_0} (1 - e^{-K_0 D_s})) \quad (2.26)$$

Onde:

$\sigma_{pseudo}$  = pseudosobrecarga;

$\rho_b$  = densidade da água do mar [g/cm<sup>3</sup>];

$D_w$  = profundidade da lâmina d'água [m];

$\rho_{ma}$  = densidade da matriz [g/cm<sup>3</sup>];

$D_s$  = profundidade de sedimentos [m];

$\rho_{fl}$  = densidade do fluido [g/cm<sup>3</sup>];

$\phi_0$  = porosidade na superfície dos sedimentos;

$K_0$  = constante de declínio [m<sup>-1</sup>].

Os parâmetros  $\phi_0$  e  $K_0$  são obtidos por um método de tentativa e erro através de uma calibração simultânea utilizando os gráficos de  $\sigma_{pseudo}$  versus LOT e  $G_{pseudo}$  ( $G_{pseudo} = \sigma_{pseudo}/D$ ) versus LOT. Caso as curvas de pseudocarga coincidam com os gráficos de LOT, os pontos pertencerão a uma reta, passando pela origem e de inclinação igual a 45°. Quando essa relação é obtida, o gradiente de fratura pode ser assumido como igual à pseudosobrecarga.

#### **2.2.2.2. Janela operacional**

A janela operacional determina a variação permitida para a pressão exercida pelo fluido de perfuração dentro do poço, de forma a manter a integridade do mesmo, respeitando a pressão de poros, fratura e colapso. O limite inferior corresponde ao menor valor entre as curvas de pressão de poros e colapso, enquanto que o limite superior é definido pela pressão de fratura.

Vale ressaltar que, na determinação da janela operacional, somente são considerados os gradientes de colapso inferior e o gradiente de fratura superior.

Um exemplo típico de uma janela operacional é mostrado na figura abaixo:

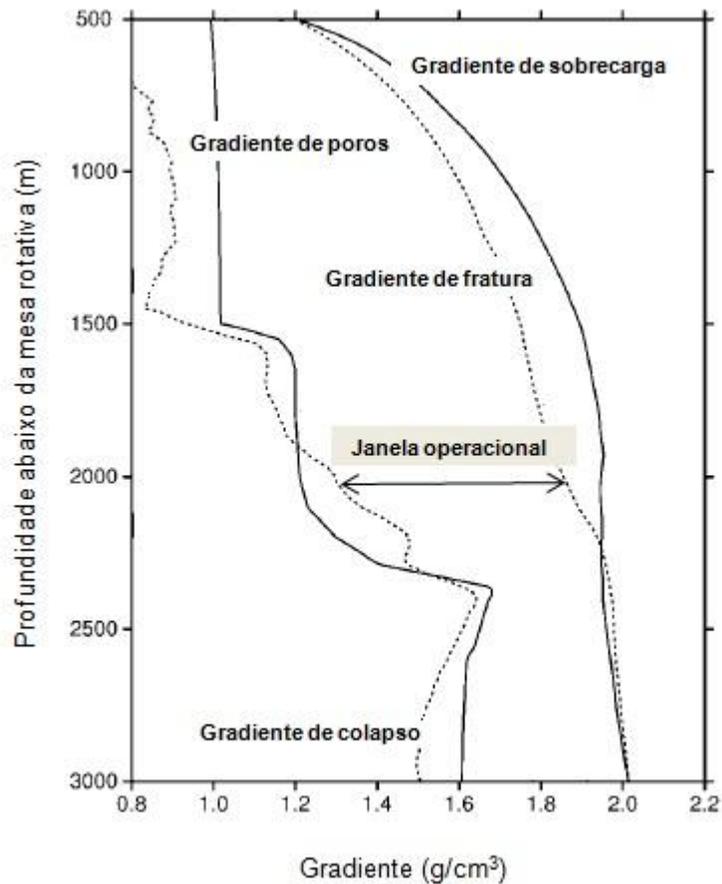
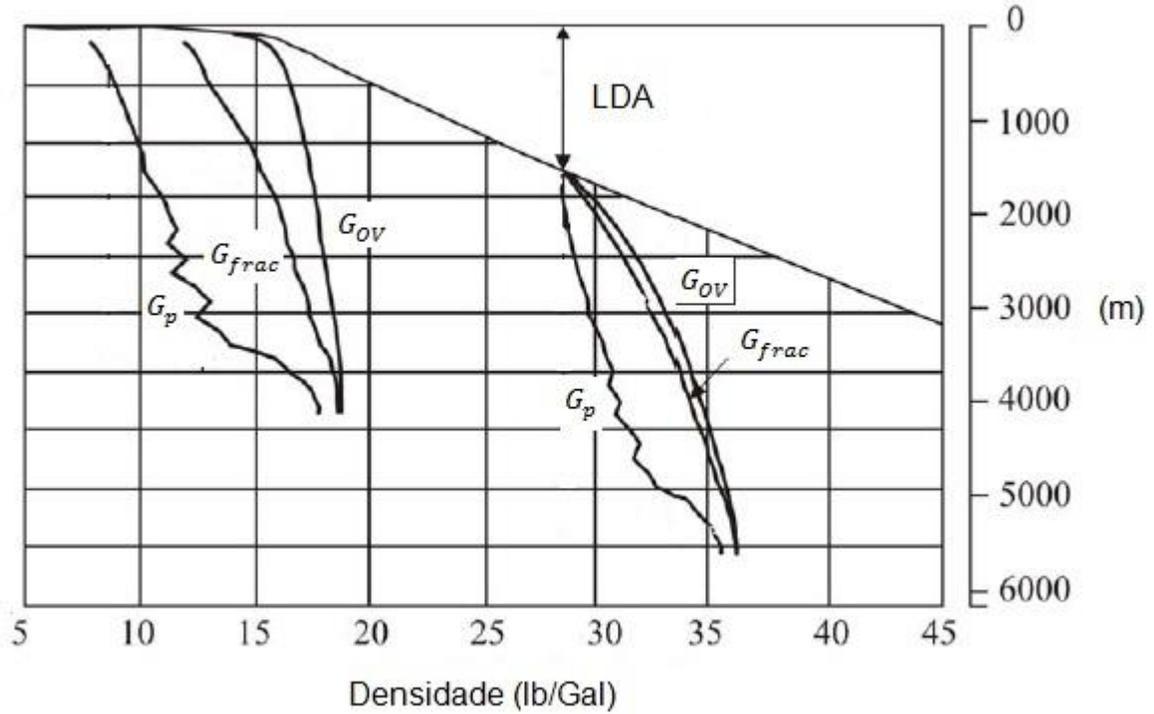


Figura 2.5 - Exemplo típico de janela operacional de um poço. Adaptado de FÆRJ (2008).

### ***Janelas Operacionais em poços direcionais em águas profundas***

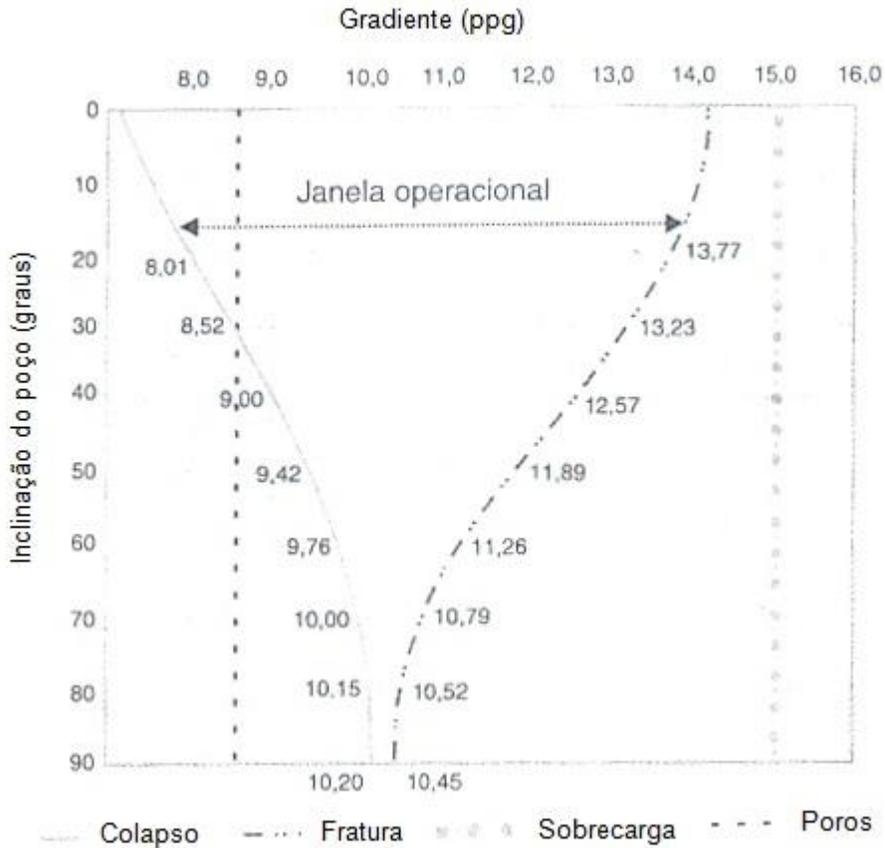
Uma grande dificuldade na perfuração de poços em lâminas d'água profundas e ultraprofundas está relacionada ao estreitamento da janela operacional.

Como a densidade da água é muito menor que a densidade das rochas, o gradiente de sobrecarga diminui com o aumento da lâmina d'água, ou seja, quanto maior a lâmina d'água, menor o gradiente de sobrecarga para uma mesma profundidade. Da mesma forma, também há redução do gradiente de fratura, fazendo com que essas curvas se aproximem do gradiente de poros. Um exemplo da diferença entre a janela operacional de um poço em terra e outro com uma lâmina d'água (LDA) de aproximadamente 1.500 metros é ilustrada na figura a seguir.



**Figura 2.6 - Efeito da LDA nos gradientes de sobrecarga, fratura e colapso. Adaptado de PERDOMO (2003).**

Segundo ROCHA *et al.* (2006), considerando a perfuração de poços inclinados, existe ainda outra modificação da janela operacional: o aumento da inclinação do poço faz com que haja um aumento substancial do gradiente de colapso, reduzindo ainda mais seu intervalo, como pode ser observado na Figura 2.7.



**Figura 2.7 - Gráfico de gradiente de pressão versus inclinação do poço. Adaptado de ROCHA (2006).**

Muitos são os problemas típicos na perfuração causados pela influência de uma janela operacional estreita. Entre eles pode-se citar que os baixos gradientes de fratura apresentados comprometem a utilização de pesos de fluido de perfuração elevados para manter as paredes do poço estáveis, além de aumentar excessivamente o número de fases do poço, elevando, conseqüentemente, os custos da operação.

### 2.2.3. Tensões ao redor do poço

O estado de tensões ao qual está submetida uma rocha em subsuperfície está inicialmente em equilíbrio. Contudo no momento em que um poço é perfurado, sendo a rocha removida, ocorre uma alteração no estado de tensões existente no subsolo, mais especificamente na parede do poço e na sua vizinhança.

De forma a tentar recompor o estado de tensão inicial, a rocha removida é substituída por fluido de perfuração, que tem como uma de suas principais funções manter as paredes do poço estáveis. Entretanto, a pressão do fluido de perfuração não é capaz de recompor o estado de tensão original, ocasionando assim uma alteração nas tensões ao redor do poço.

O estabelecimento do estado de tensões na parede de um poço não é uma tarefa simples. Primeiramente, é necessário conhecer as tensões *in situ* atuantes na formação. Em segundo lugar, a partir do estabelecimento de um sistema de coordenadas conveniente e do conhecimento da orientação do poço perfurado, determinam-se as tensões atuantes em seu entorno. A forma mais usual de representar o estado de tensão atuando ao redor de um poço é utilizando-se o sistema de coordenadas cilíndricas.

BRADLEY (1979), em seu famoso artigo *Failure of Inclined Boreholes*, apresenta as equações das tensões ao redor de um poço submetido a um estado anisotrópico de tensões:

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}\right)\left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)\left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right)\cos(2\theta) \quad (2.27)$$

$$+ \tau_{xy}\left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right)\sin(2\theta) - P_w \frac{a^2}{r^2}$$

$$\sigma_\theta = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}\right)\left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)\left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right)\cos(2\theta) + \tau_{xy}\left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right)\sin(2\theta) - P_w \frac{a^2}{r^2} \quad (2.28)$$

$$\sigma_a = \sigma_z - \nu(2(\sigma_x - \sigma_y)\frac{a^2}{r^2}\cos(2\theta) + 4\tau_{xy}\frac{a^2}{r^2}\sin(2\theta)) \quad (2.29)$$

$$\tau_{r\theta} = \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)\left(1 - \frac{3a^4}{r^4} + \frac{2a^2}{r^2}\right)\sin(2\theta) + \tau_{xy}\left(1 - \frac{3a^4}{r^4} + \frac{2a^2}{r^2}\right)\cos(2\theta) \quad (2.30)$$

$$\tau_{\theta a} = (-\tau_{xz}\sin\theta + \tau_{yz}\cos\theta)\left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (2.31)$$

$$\tau_{ra} = (\tau_{xz}\cos\theta + \tau_{yz}\sin\theta)\left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) \quad (2.32)$$

Onde  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  e  $\sigma_a$  são as tensões totais normais nas direções radial, tangencial e axial;  $\tau_{r\theta}$ ,  $\tau_{\theta a}$  e  $\tau_{ra}$  são as tensões cisalhantes relativas, respectivamente, ao plano paralelo ao poço, ao plano que contém o eixo do poço e ao plano normal ao eixo do poço;  $P_w$  é a pressão interna do poço;

$r$  é a distância radial a partir do eixo do poço;  $\theta$  é o ângulo medido no sentido anti-horário, no plano x-y, a partir da direção x; e  $a$  é o raio do poço.

A fim de considerar que o eixo do poço possa ter qualquer inclinação, utiliza-se uma transformação de eixos coordenados:

$$\begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{pmatrix} = [A]^T \begin{pmatrix} \sigma_V & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_H & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_h \end{pmatrix} [A] \quad (2.33)$$

Onde:

$$A = \begin{pmatrix} 0 & \cos\beta_p & \sin\beta_p \\ \cos\Psi & -\sin\Psi\sin\beta_p & \sin\Psi\cos\beta_p \\ \sin\Psi & \cos\Psi\sin\beta_p & -\cos\Psi\cos\beta_p \end{pmatrix} \quad (2.34)$$

E,

$$\Psi = 90 + \alpha_a - \alpha_p \quad (2.35)$$

Sendo que:

$\beta_p$  = inclinação;

$\alpha_a$  = azimute da tensão principal menor;

$\alpha_p$  = azimute do poço.

Para obtenção dessas equações algumas hipóteses foram adotadas: o material rochoso foi considerado como um meio contínuo, elástico linear, homogêneo e isotrópico; a seção transversal do poço foi considerada circular; e, foi estabelecido que uma das tensões principais na crosta terrestre atuava na direção vertical.

No entanto, as hipóteses relacionadas a essas equações nem sempre são aproximações que refletem a realidade acerca da rocha e do estado de tensões nas paredes do poço. Sendo assim, conforme exposto anteriormente, para que sejam consideradas outras situações na análise de tensões ao redor de um poço, soluções numéricas são a melhor forma de abordagem para o problema.

## 2.2.4. Mecanismos de falha em rochas

### 2.2.4.1. Falhas por tração

Falhas por tração ocorrem quando a tensão efetiva atuando ao longo de um plano da rocha excede o limite crítico. Esse limite é chamado resistência à tração, representado pelo símbolo  $T_0$ , tem a mesma unidade da tensão e o procedimento para sua obtenção foi descrito na Seção 2.2.2.

A resistência à tração é uma propriedade característica da formação, sendo que muitas rochas sedimentares apresentam um valor muito baixo para essa propriedade, tipicamente apenas poucos MPa. Em alguns casos, uma aproximação conveniente é considerar seu valor igual a zero.

A falha por tração é um processo localizado e não homogêneo. Os planos de fratura geralmente se originam de quebras já existentes, orientadas aproximadamente na direção da tensão de tração. Dessa forma, pode-se concluir que a resistência à tração é muito sensível à pré-existência de falhas no material.

O critério de falha que especifica a condição de tensão na qual a falha por tração irá ocorrer e identifica a localização da superfície de falha no espaço das tensões principais é dada pela equação abaixo, representada por uma reta:

$$\sigma' = -T_0 \quad (2.36)$$

Para rochas isotrópicas, a condição de falha por tração ocorrerá primeiro quando a menor tensão principal alcançar a resistência, ou seja,

$$\sigma_3' = -T_0 \quad (2.37)$$

Comparando-se a direção da falha por tração com a direção das tensões principais, a falha ocorrerá na direção paralela à tensão horizontal máxima.

#### **2.2.4.2. Falhas por cisalhamento**

Falha por cisalhamento ocorre quando a tensão cisalhante ao longo de algum plano na rocha atinge a resistência ao cisalhamento. Eventualmente, a zona de falha irá se desenvolver ao longo de um plano de falha e os dois lados do plano irão se movimentar um em relação ao outro em um processo de fricção.

De acordo com FÆRJ (2008), é conhecido que a força de atrito que age contra o movimento relativo de dois corpos em contato depende da força que mantém os corpos unidos e, por esse motivo, é razoável assumir que a tensão de cisalhamento crítica ( $\tau_{m\acute{a}x}$ ) para a qual a falha por cisalhamento ocorre depende da tensão normal ( $\sigma'$ ) agindo sobre o plano de fratura. Isto é:

$$\tau_{m\acute{a}x} = f(\sigma') \quad (2.38)$$

Pela escolha de formas específicas da função  $f(\sigma')$ , vários critérios de ruptura podem ser obtidos. Os critérios mais comumente utilizados para descrever o comportamento de materiais rochosos são os critérios de Mohr-Coulomb e Ducker-Prager. Neste trabalho, somente será descrito o primeiro devido ao fato desse critério ser utilizado no programa computacional empregado para realização do estudo de estabilidade no cenário selecionado.

#### **Critério de Mohr-Coulomb**

Devido à sua simplicidade o Critério de Mohr-Coulomb é um dos mais utilizados na indústria de petróleo. É baseado na determinação do círculo do Mohr, uma vez que através de sua determinação, é possível representar os estados de tensões atuantes em todos os planos que passam por um determinado ponto. O círculo é traçado em um sistema de coordenadas no qual as abscissas são tensões normais e as ordenadas, tensões cisalhantes.

O critério de escoamento representa uma reta no espaço  $\sigma - \tau$ , na qual o coeficiente angular é igual à tangente do ângulo de atrito  $\phi$  e o coeficiente linear corresponde à coesão do material,  $S_0$ , como mostrado na Equação 2.39. Segundo AZEVEDO *et al.* (2002), o ângulo  $\phi$  descreve a taxa de incremento da tensão cisalhante com a tensão normal, enquanto que a constante  $S_0$  pode ser interpretada como uma resistência ao cisalhamento inerente ao material,

função do grau de cimentação dos grãos da rocha. Esses dois parâmetros podem ser obtidos através de testes triaxiais.

$$\tau = S_0 + \tan \phi \sigma \quad (2.39)$$

Os círculos de Mohr, considerando as tensões principais  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  e  $\sigma_3$ , e a envoltória de ruptura relacionada à equação anterior estão representados na Figura 2.8.

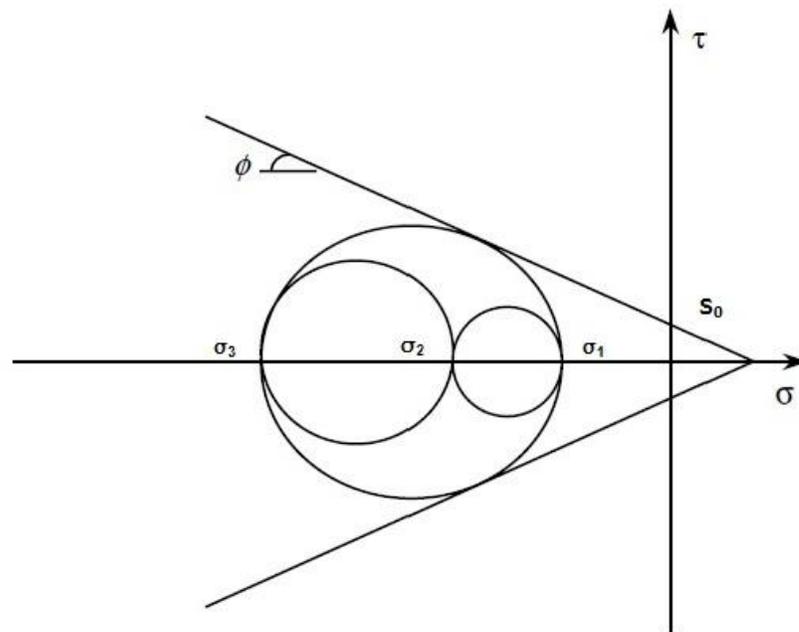


Figura 2.8 - Envoltória de ruptura de Mohr-Coulomb no espaço  $\sigma - \tau$ . Adaptado de ROCHA (2009).

No espaço da tensão principal maior e menor, o critério de escoamento é também representado por uma reta, denotada pela Equação 2.40, onde  $C_0$  representa a resistência à compressão simples da rocha.

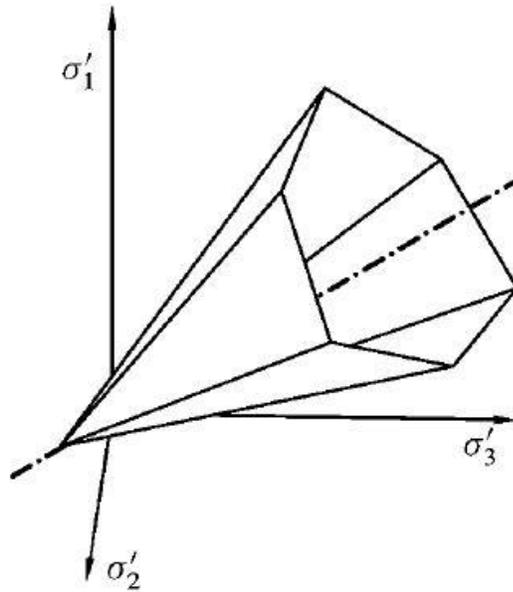
$$\sigma_1 = C_0 + \tan(\alpha) \sigma_3 \quad (2.40)$$

Os parâmetros  $C_0$  e  $\alpha$  se relacionam aos parâmetros  $S_0$  e  $\phi$  através das relações 2.41 e 2.42:

$$C_0 = 2S_0 \frac{\cos \phi}{1 - \sin \phi} \quad (2.41)$$

$$\tan \alpha = \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad (2.42)$$

Tridimensionalmente, o critério de Mohr-Coulomb é representado por uma pirâmide hexagonal irregular ao longo do eixo hidrostático ( $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ ), conforme pode ser observado na figura abaixo.



**Figura 2.9 - Superfície de ruptura de Mohr-Coulomb no espaço das tensões principais efetivas. Adaptado de FÆRJ (2008).**

Uma das particularidades apresentada por esse critério é que ele independe da tensão principal intermediária. Contudo, como a influência dessa tensão é significativamente menor que a das demais, pode-se utilizá-lo como uma valiosa aproximação para cálculos da tensão cisalhante responsável pela ruptura do material.

### **2.2.4.3. Falhas por compactação**

O colapso de poros é um modo de falha normalmente observado em materiais de alta porosidade, nos quais a matriz rochosa forma uma estrutura relativamente aberta. Quando o material é comprimido, grãos podem se quebrar e então serem empurrados ou retorcidos no

interior do espaço poroso aberto, resultando em um maior empacotamento do material e a um processo denominado de compactação.

Em arenitos onde o tamanho dos poros é da mesma ordem de grandeza do tamanho dos grãos, o colapso de poros tipicamente consiste na reorientação dos grãos para melhor preencher os espaços vazios. Para calcários de alta porosidade, por outro lado, o tamanho dos grãos individuais pode ser uma ordem de magnitude menor que a dimensão do espaço poroso, tornando o mecanismo de colapso de poros muito importante, já que a contração volumétrica e a ruptura por compactação porventura originadas por esse mecanismo podem causar problemas severos como a subsidência da superfície, ruptura do poço e produção de areia. (ALVES *et al.*, 2007).

O colapso de poros acontece principalmente sob condições de carregamento hidrostático puro. Microscopicamente, no entanto, a falha ocorrerá devido a forças de cisalhamento locais excessivas atuando nos grãos e no contato entre eles. Desse ponto de vista, o colapso de poros é considerado como uma série de falhas de cisalhamento distribuídas no interior do material.

No espaço de tensões principais, esse tipo de falha é representado por um *cap* de fechamento (*end cap*), responsável por fechar a superfície de falha em altas tensões de confinamento.

Na figura abaixo estão representados, no espaço das tensões principais efetivas  $\sigma'_1$  e  $\sigma'_3$ , os três mecanismos de falha anteriormente descritos.



**Figura 2.10 - Localização de vários modos de falha no espaço de tensões principais. Adaptado de FAERJ (2008).**

Vale ressaltar que há ainda outro mecanismo que pode ocorrer sob condições não hidrostáticas: a quebra dos grãos. Se as tensões são suficientemente altas, os grãos podem se chocar e a divisão desses grãos pode acontecer. Esse mecanismo de falha representa danos permanentes na matriz rochosa e causa escoamento, com associada redução na sua rigidez, processo conhecido como compactação induzida por cisalhamento (*shear-enhanced compaction*).

### **2.2.5. Efeitos da não linearidade e da plasticidade na análise da mecânica das rochas**

A consideração de um modelo elástico na análise de rupturas das diferentes formações rochosas é amplamente aplicada em diversos trabalhos destinados ao estudo da estabilidade das paredes de um poço. Considerando esse modelo, há um colapso instantâneo e catastrófico da formação no momento em que o campo de tensões se iguala à resistência da rocha; no entanto, na maioria dos casos, não pode ser considerado que o material falhe completamente quando o critério de escoamento é atingido, apesar de haver significativa alteração de seu comportamento após esse estágio. Sendo assim, para o estudo mais real do comportamento de uma formação torna-se necessária a consideração de três fatores: uma relação tensão-deformação sob condições elásticas, um critério de escoamento indicando o nível de tensões para o qual ocorre o fluxo plástico (escoamento) e uma relação tensão-deformação para expressar o comportamento após o escoamento, conforme descrito em VILELLA (2010) com base em SIMO *et al.* (1998).

Um material se comporta elasticamente quando sua forma original é restaurada após a retirada do carregamento que foi aplicado sobre ele, sendo seu comportamento, sob tais condições, descrito pela teoria da elasticidade.

Quanto à teoria da elasticidade, ela pode ser linear ou não linear. Para um material elástico linear, existe sempre uma relação constante entre a tensão aplicada e a deformação resultante, independente da magnitude da tensão e deformação. A relação tensão-deformação para tais materiais é, dessa forma, uma linha reta, e a inclinação dessa reta é o chamado módulo de elasticidade,  $E$ . Já para materiais não lineares, há uma relação tensão-deformação não linear, uma vez que a razão entre a tensão e a deformação não é a mesma para todas as tensões aplicadas. Segundo FAERJ (2008), o comportamento não linear pode ter várias causas

e se manifestar de diferentes maneiras; mais especificamente, a não linearidade pode ser de natureza física (material) ou geométrica.

Contudo, quando certo nível de tensão é atingido, as rochas passam a se deformar plasticamente ao invés de apresentarem comportamento elástico. Nesse estágio, suas deformações se tornam irreversíveis e seu comportamento passa a ser descrito utilizando-se a teoria da plasticidade.

Nesse estudo aspectos importantes da teoria da plasticidade serão descritos; no entanto, antes disso, é conveniente expor a diferença entre rochas frágeis e dúcteis, uma vez que o comportamento plástico muda significativamente para rochas classificadas em cada uma dessas categorias.

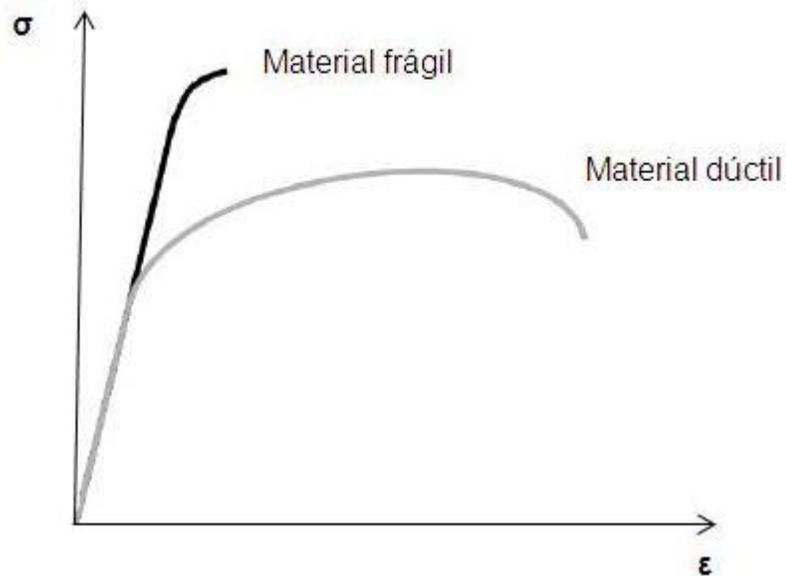
#### **2.2.5.1. Rochas frágeis e rochas dúcteis**

A classificação das rochas entre frágeis e dúcteis está baseada no limite de carregamento que uma rocha pode suportar após seu escoamento e anteriormente a sua ruptura, ou seja, durante seu comportamento plástico.

Rochas frágeis exibem pouca deformação plástica antes da ruptura. Elas se rompem logo que sua máxima tensão possível é atingida; pois, após esse ponto, a capacidade da amostra de suportar carga diminui rapidamente com o aumento da deformação. Segundo COELHO (2001), materiais com ruptura frágil apresentam forte coesão e a cimentação entre os grãos também participa da resistência ao carregamento.

Os materiais dúcteis, por outro lado, são capazes de suportar grandes deformações plásticas sem ruptura macroscópica. Caracterizam-se por baixa coesão e alta porosidade, sendo que a porosidade elevada permite que esses materiais sofram contração volumétrica irreversível, associada à redução da porosidade (mecanismo de porocolapso) (COELHO, 2001).

Um exemplo da curva tensão-deformação para rochas frágeis e dúcteis está apresentado abaixo:



**Figura 2.11 - Curva tensão versus deformação: rochas frágeis e rochas dúcteis. Adaptado de ROCHA (2009).**

Um aspecto relevante acerca dessa classificação é que tanto rochas frágeis quanto dúcteis apresentam um aumento na tensão máxima suportada e em sua ductibilidade com o incremento da tensão confinante e assim, caso a tensão confinante se torne muito alta, a rocha pode passar do comportamento frágil para o comportamento dúctil, caracterizando a chamada transição frágil-dúctil.

Fazendo-se uma analogia com rochas localizadas no subsolo, pode-se dizer que uma rocha localizada em profundidade rasa tenderá a mostrar um comportamento frágil se comparada a rochas localizadas a grandes profundidades, já que essas últimas estarão submetidas a maiores tensões confinantes, tendendo a apresentar um comportamento dúctil. (ROCHA, 2009)

### **2.2.5.2. Teoria da plasticidade**

A teoria da plasticidade é utilizada para modelar o comportamento dúctil de um material, isto é, o comportamento no qual o material pode suportar tensão considerável após seu escoamento. Ela se baseia em quatro conceitos principais:

a) Deformação plástica: O incremento de deformação total associada com um incremento de tensão consiste em uma parcela elástica e uma parcela plástica:

$$d\varepsilon_{ij} = d\varepsilon^e_{ij} + d\varepsilon^p_{ij} \quad (2.43)$$

O termo  $d\varepsilon^e_{ij}$  está relacionado ao incremento de tensão descrito pela teoria da elasticidade, e será zerado quando as tensões cessarem, enquanto que a deformação plástica  $d\varepsilon^p_{ij}$  é uma deformação permanente e continuará mesmo quando a tensão for retirada;

b) Critério de escoamento: O critério de escoamento define a superfície no espaço de tensões onde a plasticidade é iniciada, ou seja, esse critério mostra em que condições ocorre o escoamento do material;

c) Lei de fluxo: A lei de fluxo descreve como as deformações plásticas se desenvolvem para uma dada condição de carregamento. A lei de fluxo é dita associativa se as deformações plásticas se desenvolvem em uma direção normal à superfície de escoamento e, não associativa em caso contrário;

d) Lei de endurecimento: A lei de endurecimento pode ser interpretada como uma mudança na superfície de escoamento no espaço de tensões principais a partir do momento no qual o material escoar. Elas são classificadas em isotrópicas ou cinemáticas, sendo que a lei de endurecimento isotrópica é aquela que representa a expansão uniforme da superfície de escoamento em todas as direções com o fluxo plástico e a lei de endurecimento cinemática representa a translação da superfície de escoamento com o fluxo plástico.

Considerando todos esses aspectos relacionados ao estudo do comportamento de uma formação rochosa submetida às tensões em subsuperfície e levando em conta todos os pontos expostos ao decorrer desse capítulo, percebe-se que há diversas variáveis a serem levadas em consideração para realização de uma perfuração de um poço estável, ainda mais se tratando de poços perfurados em lâminas d'água profundas, com trajetórias complexas. Sendo assim, mesmo que as diferentes etapas do planejamento do poço sejam realizadas cuidadosamente, alguns problemas podem ainda ocorrer, devido às grandes incertezas associadas ao fenômeno da instabilidade de poços. Algumas das circunstâncias que tornam a análise da estabilidade de poço particularmente problemática estão descritas abaixo, conforme encontrado em FÆRJ (2008):

- Podem existir grandes variações nas tensões das formações, por exemplo, quando são perfurados reservatórios depletados e poços através de falhas, e as tensões *in situ* e particularmente suas variações não são medidas sistematicamente;
- Há grandes variações das propriedades das formações e muitas vezes essas variações não são conhecidas, já que custos de testemunhos são altos e pouca quantidade de material está disponível para realização de testes mecânicos de rochas;
- Muitos mecanismos contribuem para o início de instabilidade de poços, incluindo a redistribuição das tensões, química do fluido de perfuração e mudanças de temperatura;
- As condições operacionais de instabilidade de poços não coincidem necessariamente com a definição mecânica de falhas de poços.

Dessa forma, pelo número de variáveis envolvidas em se tratando de projetos de poços e devido à grande dificuldade associada à análise dessas variáveis, a aplicação dos modelos numéricos se torna uma ferramenta fundamental para proporcionar análises mais detalhadas, com configurações mais complexas. Mais especificamente com relação a poços de alta inclinação em águas profundas, a simulação numérica é de grande importância tendo em vista os complicadores anteriormente citados e os maiores custos da realização de um projeto nesse ambiente.

No presente estudo será empregado um programa computacional a fim de que a partir do conhecimento das tensões atuantes ao redor do poço e do comportamento das rochas quando submetidas a esse estado de tensões, possam ser analisadas situações nas quais ocorrerá instabilidade de poço.

No capítulo seguinte, a partir de dados obtidos de ensaios laboratoriais realizados com diversas rochas carbonáticas, considerando um critério de escoamento específico, serão determinados parâmetros relacionados à resistência de diversos carbonatos que, por sua vez, serão utilizados como entradas do simulador em questão. O procedimento descrito a seguir representa etapa importante da análise do poço, uma vez que fornece os parâmetros de resistência da formação perfurada.

# Capítulo 3

## Rochas Carbonáticas: Tratamento de Dados Experimentais e Ajuste ao Modelo Constitutivo

### 3.1. Rochas carbonáticas: mecanismos de falhas

Reservatórios carbonáticos representam uma grande parte das reservas mundiais de hidrocarbonetos. Eles contêm elevados volumes de óleo e gás natural em muitas bacias sedimentares ao redor do mundo, incluindo as reservas do pré-sal da Bacia de Santos, o que mostra sua grande importância nas atividades de Exploração & Produção de petróleo no Brasil.

As rochas carbonáticas são rochas sedimentares constituídas por carbonatos de cálcio e magnésio, podendo ser originadas tanto a partir de processos químicos quanto orgânicos. Rochas de origem química são geradas a partir da precipitação de carbonatos dissolvidos em ambientes marinhos e de águas rasas, e rochas orgânicas, por sua vez, são geradas devido ao acúmulo de carapaças de organismos calcários, em ambiente marinho raso, de águas quentes, calmas e transparentes.

Os principais exemplos de rochas carbonáticas químicas são os calcários e as dolomitas, constituídos, respectivamente, pelos minerais calcita (carbonato de cálcio) e dolomita (carbonato de cálcio e magnésio). Os calcários também podem ter origem orgânica e juntamente com as coquinas são as classes mais comuns de carbonatos orgânicos.

As rochas carbonáticas apresentam diferenças significantes de comportamento quando submetidas a um estado de tensões se comparadas a rochas clásticas, principalmente no que se refere aos modos de falha.

De acordo com BAUD *et al.* (2008), sob compressão axissimétrica, arenitos apresentam comportamento distinto a depender da pressão de confinamento. Para pressões de confinamento relativamente baixas, à medida que o carregamento axial aumenta, as tensões atingem o envelope de falha por cisalhamento e o material sofre dilatância e falha cisalhante (fratura frágil). Os micromecanismos associados a esse modo de falha são as microfraturas anisotrópicas. Sob tensões de confinamento mais altas, o estado de tensões atinge o *cap* e produz fratura dúctil sob compactação, associada à quebra dos grãos e ao porocolapso. Dois diferentes modos de falha foram observados em amostras de laboratório: fluxo cataclástico homogêneo em arenitos de baixa porosidade e bandas de compactação discreta (*discrete compaction bands*) em arenitos de porosidade maior que 20%. Modos de fratura mistos, envolvendo bandas de cisalhamento compactante e bandas de compactação foram observadas na transição frágil-dúctil. Em muitos casos, significativo endurecimento (*strain hardening*) foi observado em arenitos porosos e houve desenvolvimento da forma do *cap* com a redução da porosidade. Essa evolução é usualmente expressa pela lei de endurecimento, função das deformações plásticas volumétricas. Os diferentes modos de falha apresentados por arenitos mostram bom ajuste com dados experimentais, como pode ser observado na figura abaixo.

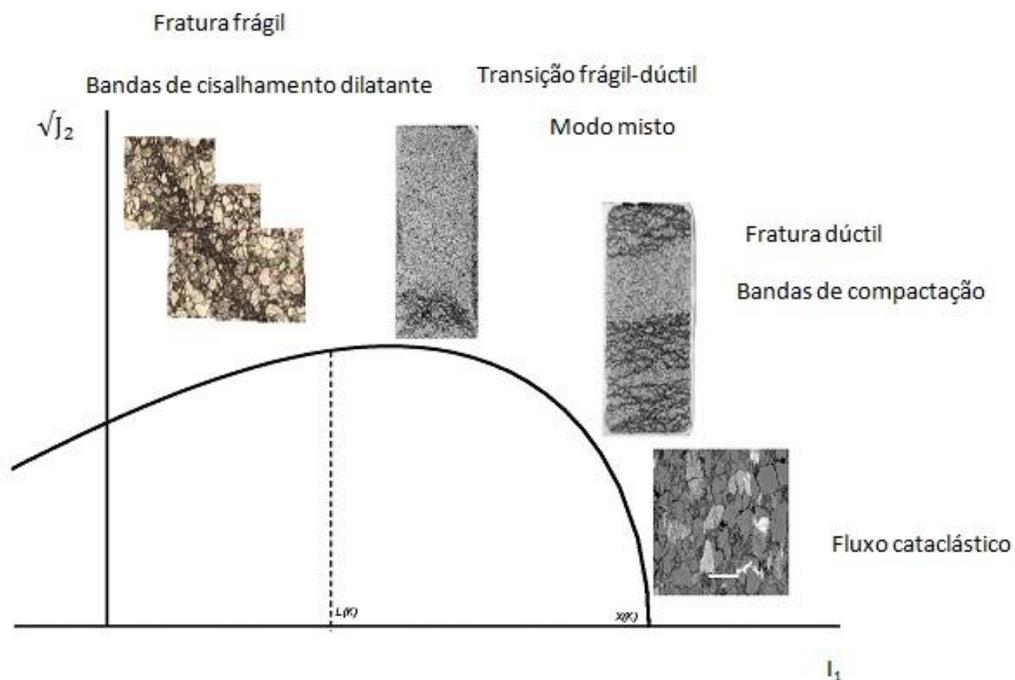


Figura 3.1 - Modos de deformação em arenitos.

Em carbonatos, entretanto, os modos de falha apresentam diferentes características. Calcários realizam transição frágil-dúctil, a temperaturas ambientes, em baixas pressões de confinamento, uma vez que a calcita requer relativamente baixas tensões de cisalhamento para iniciar a macla e o deslocamento de sua estrutura cristalina (*twinning and dislocation*). A dilatância e o cisalhamento se desenvolvem sob baixas pressões de confinamento, enquanto o endurecimento (*strain hardening*) e a compactação induzida por cisalhamento (*shear-enhanced compaction*) são observados em altas pressões de confinamento. Após certo nível de endurecimento, as amostras passam da compactação para dilatância. Para rochas carbonáticas, diferentemente dos arenitos, devido à plasticidade do cristal, o microfraturamento não é sempre o mecanismo dominante da deformação, fazendo-se supor que o escoamento macroscópico é controlado por uma interação complexa de quebra e plasticidade dos cristais.

A seguir são descritos os procedimentos e os resultados obtidos a partir de ensaios experimentais realizados a fim de identificar mais claramente os mecanismos de falhas em calcários com porosidade variando de 3 a 37%.

### **3.2. Estudo experimental**

Experimentos de compressão triaxial convencionais foram desenvolvidos para determinação de parâmetros de rochas carbonáticas. Os experimentos foram conduzidos no *Institut de Physique du Globe*, EOST (CNRS/ULP), França, por BAUD *et al.* (2000) e em *SUNY* em *Stony Brook*, Nova York, por VADJOVA *et al.* (2004) e WALKER (2006).

Foram analisadas amostras de seis carbonatos: os calcários *Solnhofen*, *Tavel*, *Indiana*, *Comiso*, *Majella* (*grainstone*) e *Saint-Maximin*. A descrição petrofísica dessas rochas está apresentada na Tabela 3.1. A estrutura dos materiais varia significativamente: as rochas *Solnhofen*, *Tavel* e *Comiso* têm uma estrutura composta por partículas sedimentares com diâmetro variando de 1 a 4 µm, formadas por carbonato de cálcio; enquanto os calcários *Saint-Maximin* e *Indiana* possuem uma estrutura mais complexa, incluindo alguns fósseis. A rocha *Majella*, por sua vez, apresenta uma grande distribuição do tamanho dos grãos.

**Tabela 3.1 – Descrição petrofísica das rochas analisadas.**

Rocha	Porosidade [%]	Tamanho dos grãos [ $\mu\text{m}$ ]	Composição	Origem	Fonte
Solnhofen	3	5	>98% Calcita	Alemanha	<i>Baud et al. (2000)</i>
Tavel	10,4	5	>98% Calcita	França	<i>Vajdova et al. (2004)</i>
Indiana	15,6	300	>98% Calcita	Estados Unidos	<i>Vajdova et al. (2004)</i>
Comiso	17	10	Calcita + Dolomita	Itália	Walker (2006)
Majella	30	?	?	Itália	<i>Baud et al. (2007)</i>
St. Maximin	37	?	?	França	Walker (2006)

Amostras cilíndricas de comprimento 4 e diâmetro 2 centímetros (razão de aspecto igual a 2) foram preparadas e deformadas na temperatura ambiente, sob taxa constante ( $10^{-5}/\text{s}$ ). Os experimentos triaxiais foram realizados em condições secas, com pressão de confinamento variando entre 3 e 400 MPa. Deformações axiais e volumétricas foram medidas nas rochas *Solnhofen*, *Tavel*, *Indiana* e *Comiso* utilizando medidores de deformação, enquanto que para as rochas *Majella* e SML, foi monitorada a regulação da pressão de confinamento calibrada para inferir a deformação volumétrica.

Os resultados do experimento para o calcário *Tavel* são apresentados nas figuras abaixo. Primeiramente, pode-se observar na Figura 3.2, a transição da ruptura frágil para a ruptura dúctil a uma pressão de confinamento de 50 MPa. Já na Figura 3.3, são observados quatro diferentes fenômenos: dilatância, que corresponde ao ponto marcado como C', observada para pressões de confinamento relativamente baixas; compactação induzida por cisalhamento observada a pressões confinantes mais altas a partir de um ponto marcado como C\*; transição da compactação inelástica para a dilatância no ponto designado por C\*; e o início da quebra dos grãos e do colapso de poros no ensaio hidrostático, no ponto crítico P\*.

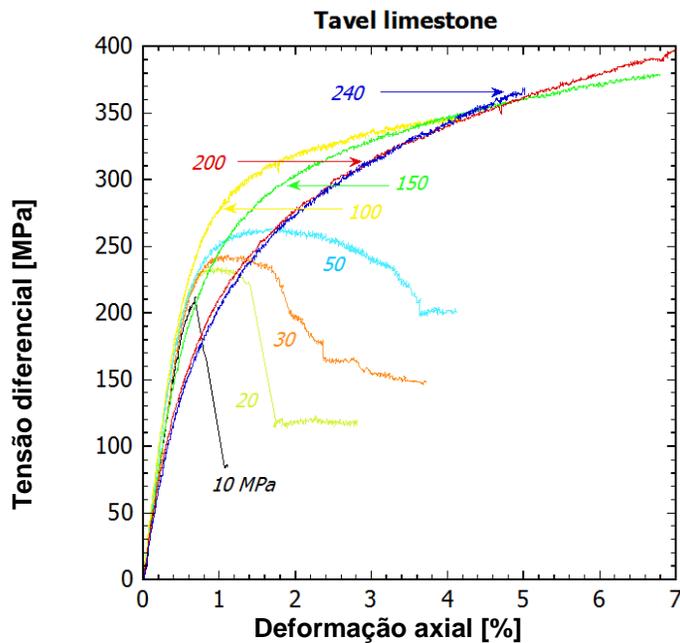


Figura 3.2 – Transição frágil-dúctil – Rocha Tavel.

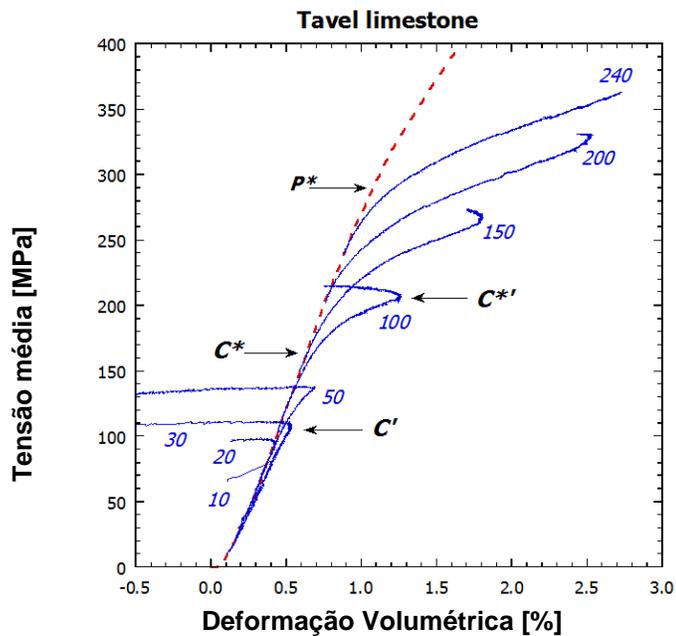


Figura 3.3 – Dilatância, compactação induzida por cisalhamento, transição da deformação inelástica para dilatância e quebra dos grãos – Rocha Tavel.

Os pontos marcados na Figura 3.3,  $C'$ ,  $C^*$ ,  $C^{*}$  e  $P^*$ , definem quatro superfícies de escoamento: ruptura frágil, dilatância, compactação e transição da compactação para a dilatância, respectivamente, como se pode observar na Figura 3.4.

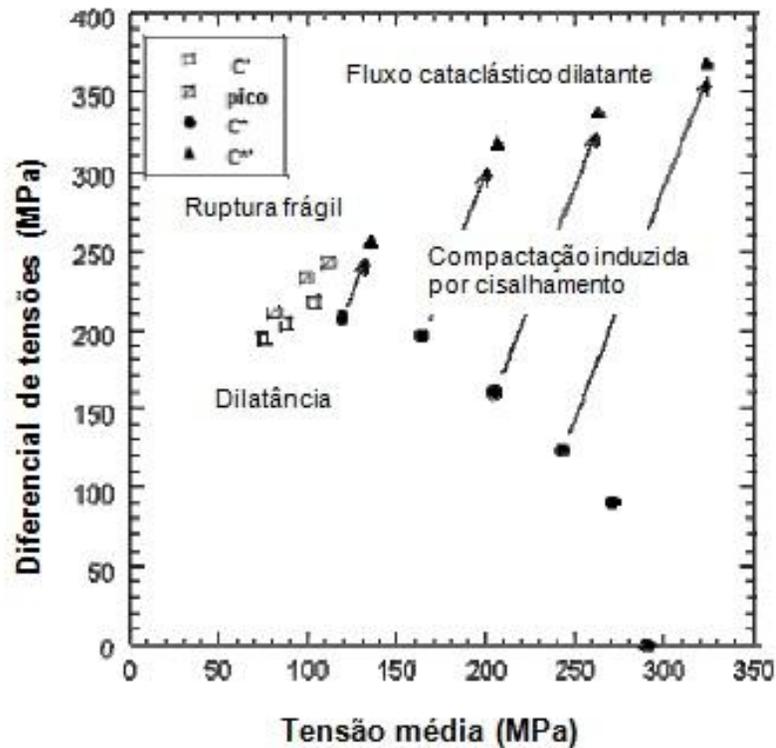


Figura 3.4 – Envoltórias de escoamento – Rocha Tavel.

A Figura 3.5 apresenta as tensões de pico para as amostras de diferentes rochas deformadas no regime frágil. As envoltórias de ruptura são lineares nesse regime. Conforme pode ser observado, a resistência frágil dos carbonatos porosos diminui com o aumento da porosidade e do tamanho dos grãos. As tensões de escoamento para a compactação induzida por cisalhamento são inicialmente descritas por uma superfície de escoamento compactante com inclinação negativa como visto nas Figuras 3.6a e 3.6b.

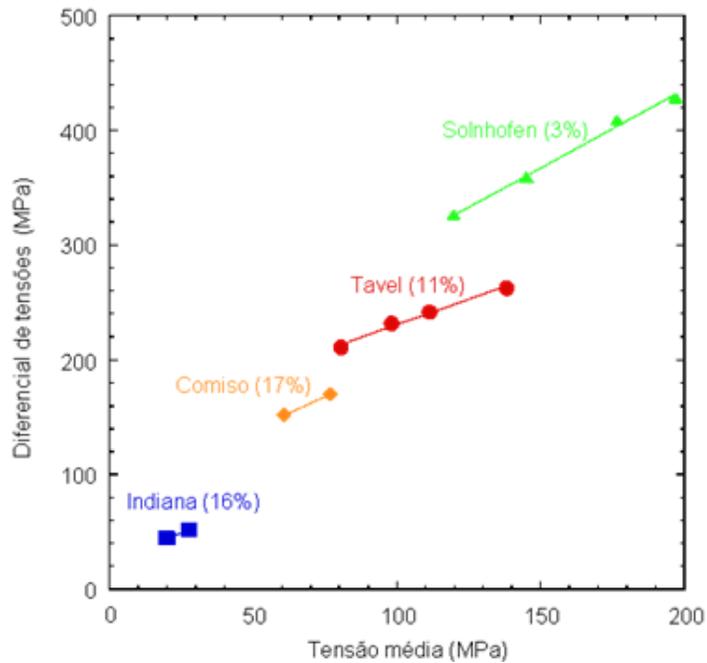


Figura 3.5 – Envoltória de ruptura – Regime frágil.

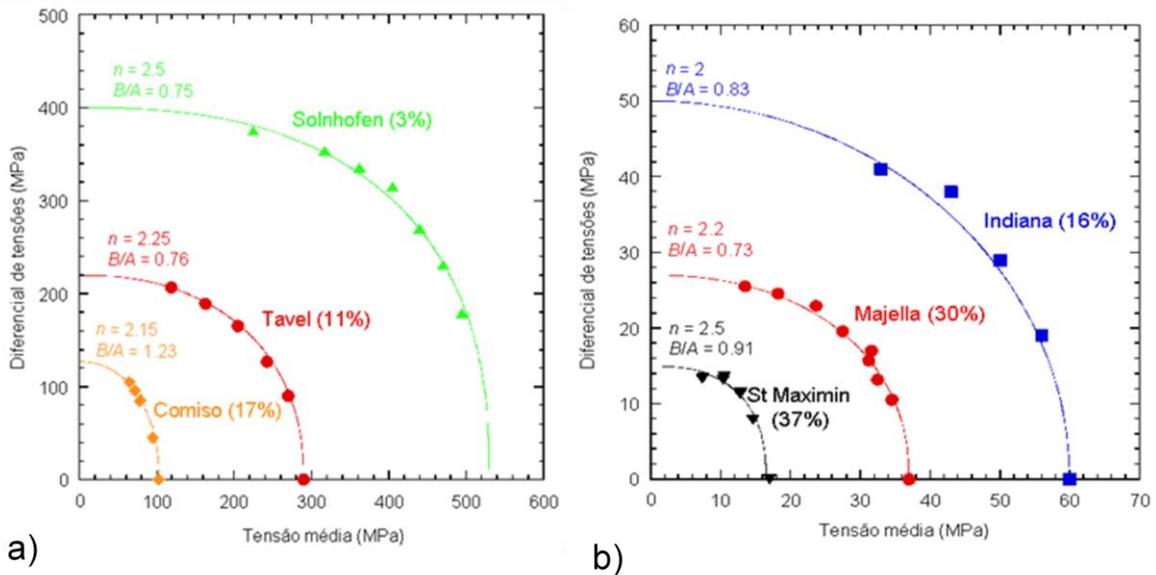


Figura 3.6 – Envoltória de escoamento compactante.

Após atingir a envoltória de escoamento, o material enrijece apresentando *strain-hardening*. A envoltória de ruptura se expande em direção ao eixo hidrostático até evoluir para um comportamento dilatante. Para os calcários *Tavel* e *Indiana*, a transição da compactação para a dilatância foi observada a uma deformação volumétrica plástica menor que 1,5%. Os

contornos da deformação plástica volumétrica têm forma similar aos *caps* iniciais (Figuras 3.7 e 3.8).

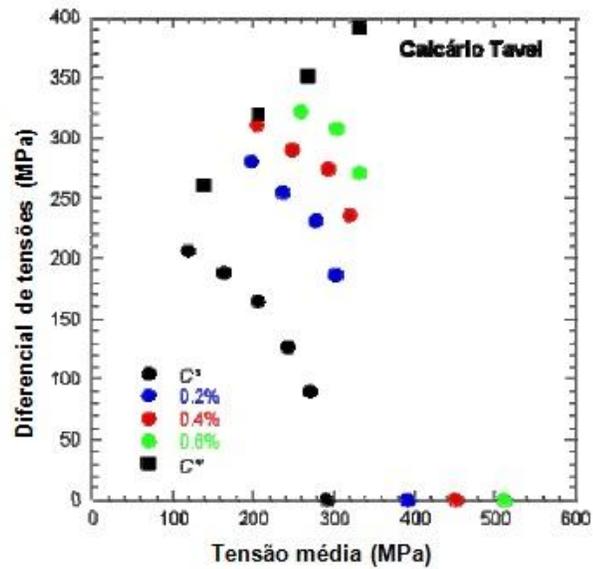


Figura 3.7 – Contornos da deformação plástica volumétrica – Calcário *Tavel*.

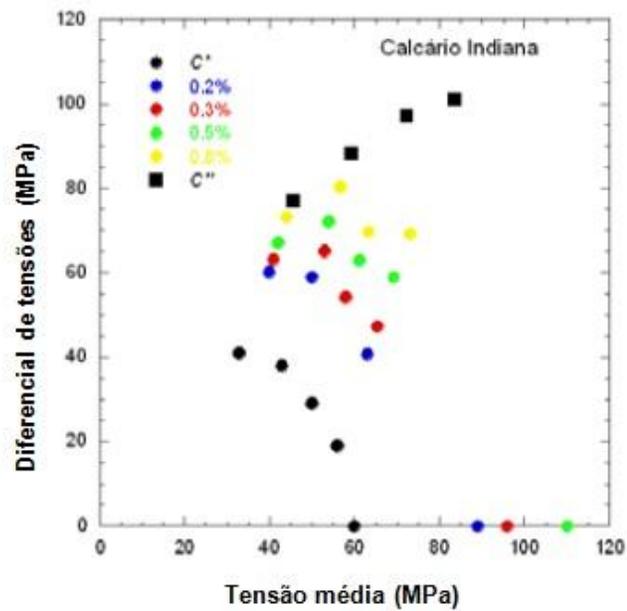


Figura 3.8 – Contornos da deformação plástica volumétrica – Calcário *Indiana*.

### 3.3. Tratamento dos dados experimentais e ajuste ao modelo constitutivo

#### 3.3.1. Modelo constitutivo

O modelo elastoplástico implementado foi obtido pelo produto de duas superfícies de ruptura. A superfície de Mohr-Coulomb é utilizada para limitar a ruptura por cisalhamento, enquanto que um *cap* de fechamento é responsável por limitar a compressão hidrostática sofrida pelo material. A união dessas duas superfícies gera uma superfície contínua, com capacidade de avaliar tanto problemas de ruptura por cisalhamento quanto o fenômeno de colapso de poro.

A representação da superfície de ruptura descrita anteriormente é realizada em um sistema de coordenadas no qual o eixo das abscissas e das ordenadas representam, respectivamente, o primeiro invariante de tensões  $I_1$  e a raiz do segundo invariante de tensões desviatórias,  $J_2$ .

A superfície da função de escoamento descrita está representada na Figura 3.9.

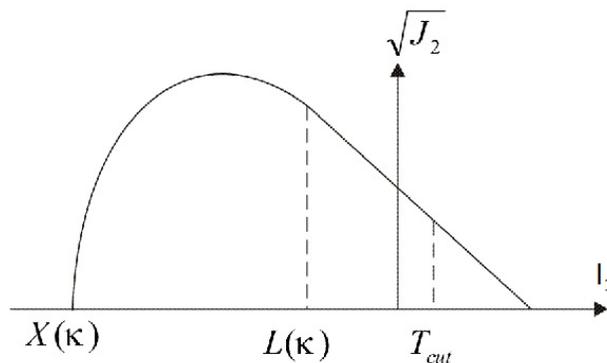


Figura 3.9 – Superfície de escoamento. Adaptado de GUEVARA JUNIOR (2006).

A função que representa matematicamente a superfície ilustrada anteriormente é representada pela seguinte equação:

$$f(I_1, J_2, \kappa) = J_2 - F_f^2 F_c \quad (3.1)$$

Onde:

$F_f$  = função representante da superfície de ruptura por cisalhamento;

$F_c$  = função de endurecimento isotrópico;

$k$  = parâmetro relacionado a efeitos de endurecimento.

As funções  $F_f$  e  $F_c$  são calculadas a partir das equações 3.2 e 3.3:

$$F_f(I_1) = \alpha - \gamma e^{-\eta I_1} + \theta I_1 \quad (3.2)$$

$$F_c(I_1, k) = \begin{cases} 1, & I_1 \leq L(k) \\ 1 - \frac{[I_1 - L(k)]^2}{[X(k) - L(k)]^2}, & I_1 > L(k) \end{cases} \quad (3.3)$$

Onde:

$L(k)$  = interseção do *cap* com a superfície de cisalhamento;

$X(k)$  = interseção da superfície de escoamento com o eixo hidrostático;

$\alpha, \gamma, \eta$  e  $\theta$  = parâmetros do material obtidos em ensaios de laboratório.

### 3.3.2. Ajustes dos dados e obtenção dos parâmetros

Para a obtenção dos parâmetros do modelo foi projetada uma planilha *Excel* que, de acordo com a interação do usuário, ajusta a curva do modelo aos dados experimentais.

Os resultados dos testes foram obtidos em pares  $q - p'$ , sendo que os parâmetros  $q$  e  $p'$  representam a máxima tensão de cisalhamento e a tensão média efetiva e são calculados através das equações abaixo:

$$q = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma'_1 - \sigma'_2)^2 + (\sigma'_2 - \sigma'_3)^2 + (\sigma'_1 - \sigma'_3)^2} \quad (3.4)$$

$$p' = \frac{1}{3} (\sigma'_1 + \sigma'_2 + \sigma'_3) \quad (3.5)$$

Utilizando-se os valores de  $q$  e  $p'$ , são calculados o primeiro invariante de tensões e o segundo invariante de tensões desviatórias, uma vez que, conforme dito anteriormente, esses valores são aqueles expressos no eixo horizontal e vertical do gráfico que representa o modelo

constitutivo empregado. O cálculo dos valores de  $I_1$  e  $\sqrt{J_2}$  a partir de  $p'$  e  $q$  é realizado empregando-se as relações 3.6 e 3.7:

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 = 3 \times p' \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} \sqrt{J_2} &= \frac{1}{\sqrt{6}} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2} = \\ \frac{1}{\sqrt{3}} \times \left( \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2} \right) &= \frac{1}{\sqrt{3}} \times q \end{aligned} \quad (3.7)$$

Os valores calculados são representados no gráfico e à medida que o usuário ajusta esses dados em relação à superfície de escoamento, controla-se a coesão, o ângulo de atrito, a intersecção do *cap* com a superfície de cisalhamento,  $L(k)$ , e a posição do vértice do *cap*,  $X(k)$ , sobre o eixo hidrostático.

A Figura 3.10 ilustra o resultado do ajuste efetuado para a amostra *Comiso*. Observa-se um bom ajuste do *cap* e demais parâmetros de controle aos dados experimentais.

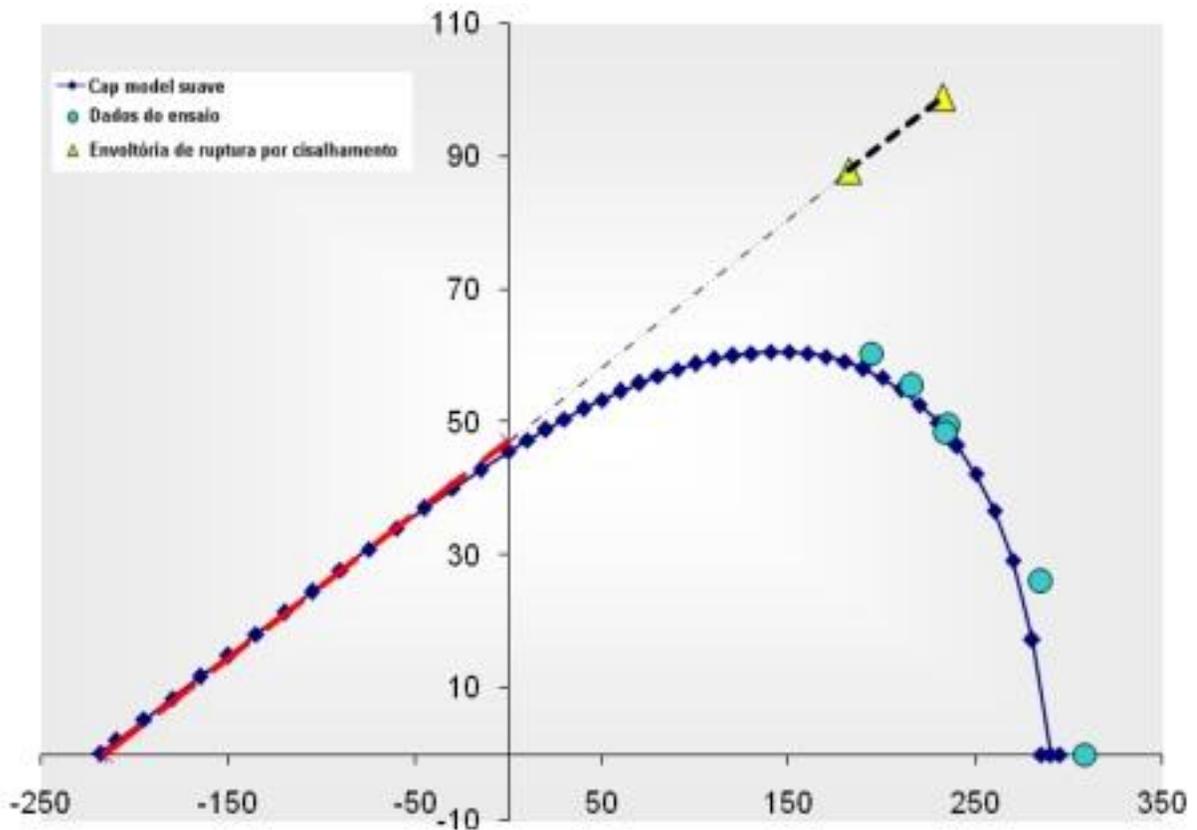


Figura 3.10 – Ajuste ao modelo para os dados da rocha *Comiso*.

De forma análoga procedeu-se ao ajuste para as demais amostras. Na Tabela 3.2, apresenta-se o quadro resumo dos parâmetros do modelo constitutivo ajustado aos resultados experimentais para os diversos tipos de rochas consideradas.

**Tabela 3.2 – Parâmetros obtidos a partir de ajuste para as diferentes rochas analisadas.**

Tipo de Rocha	Coesão (MPa)	Ângulo de atrito (°)	X(κ) (MPa)
Comiso	47,10	12,29	-95,00
Indiana 16	14,00	6,24	-59,33
Majella	14,00	6,67	-36,03
Majella dry	18,00	2,76	-35,30
Majella wet	11,50	5,11	-25,03
Solnhofen	30,00	11,39	-510,00
St Maxim	7,20	7,38	-15,19
Tavel	47,60	9,71	-25,60

A seguir, no Capítulo 4, os dados da rocha *Comiso* serão utilizados como entrada para realizar a análise da estabilidade de um poço multilateral. A escolha da rocha *Comiso* está relacionada ao fato de serem os dados dessa rocha aqueles que melhor se ajustaram ao modelo constitutivo implementado.

Vale ressaltar que as amostras de rochas utilizadas nos testes e cujos dados foram calibrados ao modelo foram obtidas de afloramentos e, uma vez que não foram encontrados dados disponíveis de rochas em condições reais de reservatório, foram esses parâmetros os utilizados nas análises em questão.

# Capítulo 4

## Implementação Computacional, Seleção de Cenário e Análise de Resultados

### 4.1. Fluxo de trabalho para análise de estabilidade de poço

Após a seleção de um cenário de análise, o procedimento para estudo da estabilidade de um poço se inicia com a geração da geometria do poço e da malha do modelo. Tanto a geometria quanto a malha são geradas no *software* comercial ANSYS, sendo posteriormente exportadas por macro desenvolvida no ambiente ANSYS ou, alternativamente, através de programa Fortran externo, que acessa a base de dados ANSYS e os transcrevem para o formato do arquivo de entrada do PoroNL.

O arquivo de entrada é constituído de informações referentes aos nós, elementos, materiais, condições de contorno e condições de carregamento. Quanto aos nós, estão especificadas as coordenadas e os graus de liberdade de cada um deles e, em relação aos elementos, são explicitados os nós que os constituem.

Posteriormente, a simulação é realizada em programa implementado em código de elementos finitos, desenvolvido no Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia (LAMCE/COPPE/UFRJ). A implementação computacional em questão utiliza um modelo elastoplástico não linear com uma superfície de escoamento suave limitada na pressão hidrostática de compressão. A superfície é formada pela associação da superfície clássica de Mohr-Coulomb e uma superfície de fechamento denominada *cap*. A formulação utilizada considera o regime das pequenas deformações e deslocamentos, fluxo associativo e problema estático. Além disso, é considerado que o fluido de perfuração é um fluido não penetrante. Detalhes da implementação que originou o código citado podem ser obtidos em GUEVARA JUNIOR (2006).

Após a realização de simulação numérica, os resultados obtidos são visualizados através do pós-processador *Enight*. Essa visualização posterior possibilita analisar diversos parâmetros, tais como a deformação, deslocamento, tensões principais e fluxo plástico que ocorrem no entorno do poço, entre outros fatores.

## 4.2. Seleção de um cenário de análise e descrição da malha de elementos finitos gerada

Será analisado o caso de um poço perfurado com inclinação de 2,5 graus a partir de um poço vertical existente, que está localizado sob uma lâmina d'água de 1.500 metros e cuja junção está a 3.000 metros de profundidade. Esse exemplo foi originalmente retirado de FUENTES (1999) e já utilizado no trabalho de GUEVARA JUNIOR (2006), para análise da distribuição das tensões na junção do poço a fim de representá-lo em condição de abandono, com pressão estática nula.

Nesse estudo, será analisado o mesmo poço, submetido a um estado de tensões característico da fase de perfuração. Para representar a perfuração do poço, são especificadas as tensões *in situ* –  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  e  $\sigma_V$ , a pressão de poros,  $P_p$ , e valores de pressão referentes à pressão exercida pelo fluido de perfuração. Por simplificação, assume-se que o estado de tensões efetivas é uniforme por todo o maciço.

As condições de carregamento estão descritos na Tabela 4.1. Na análise, os eixos globais do sistema de coordenadas coincidem com a direção das tensões principais *in situ* –  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  e  $\sigma_V$ , respectivamente.

**Tabela 4.1 – Estado de tensões *in situ* e pressão estática do reservatório, em MPa.**

Tensão vertical	95
Tensão horizontal menor	20
Tensão horizontal maior	65
Pressão estática do reservatório	30,48

O valor da tensão vertical apresentado na tabela anterior foi calculado considerando a profundidade de 3.000 metros e valor da densidade média das rochas em subsuperfície igual a 2.700 kg/m<sup>3</sup>. A pressão estática do reservatório, por sua vez, foi obtida considerando um

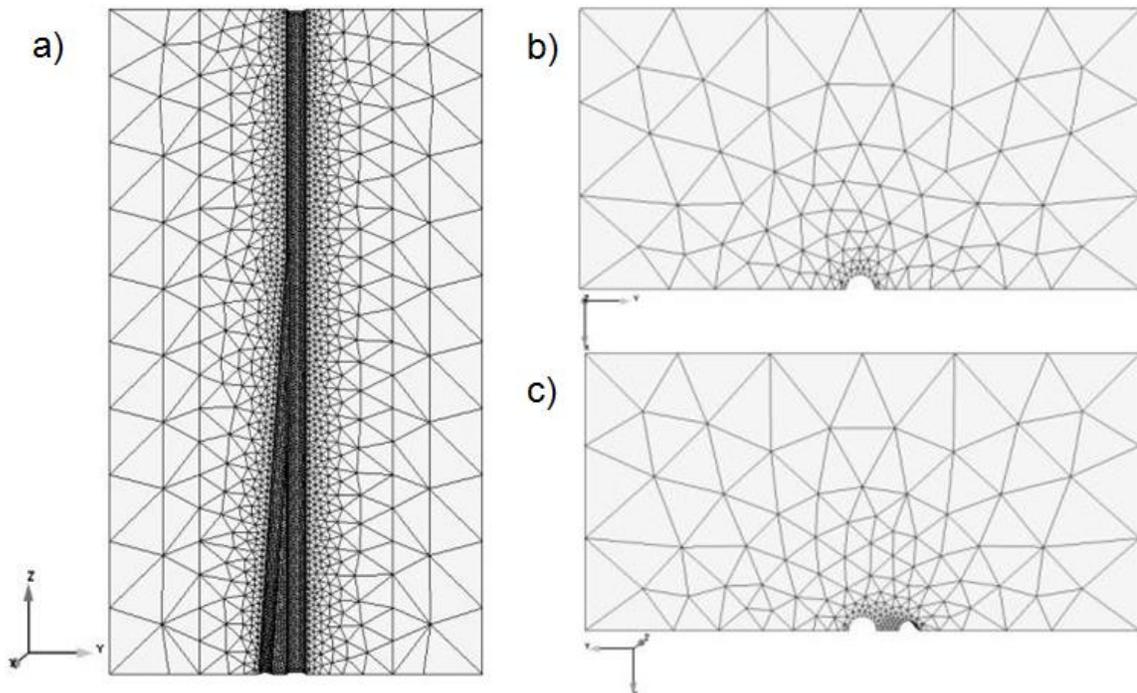
gradiente de poros normal, e as tensões horizontais representam valores hipotéticos, estabelecidos de maneira a criar um diferencial de tensões considerável sob o poço estudado.

No que se refere à formação rochosa, são utilizados os valores obtidos a partir do tratamento dos dados experimentais da rocha *Comiso*, representados na Tabela 4.2.

**Tabela 4.2 – Dados da rocha *Comiso*.**

Modulo de Elasticidade MPa	Coefficiente de Poisson	Ângulo de atrito °	Coesão MPa	Final da superfície de fechamento MPa	Interseção da superfície de ruptura por cisalhamento com o cap MPa
25.000	0,245	12,84	48	-296,1	201

A malha, gerada no *software* ANSYS, formada por tetraedros lineares, é constituída por 9.908 nós e 45.990 elementos e está representada nas figuras abaixo. A tabela 4.3 descreve os dados do modelo computacional utilizado.



**Figura 4.1 – Vistas frontal (a), superior (b) e inferior (c) da malha do poço.**

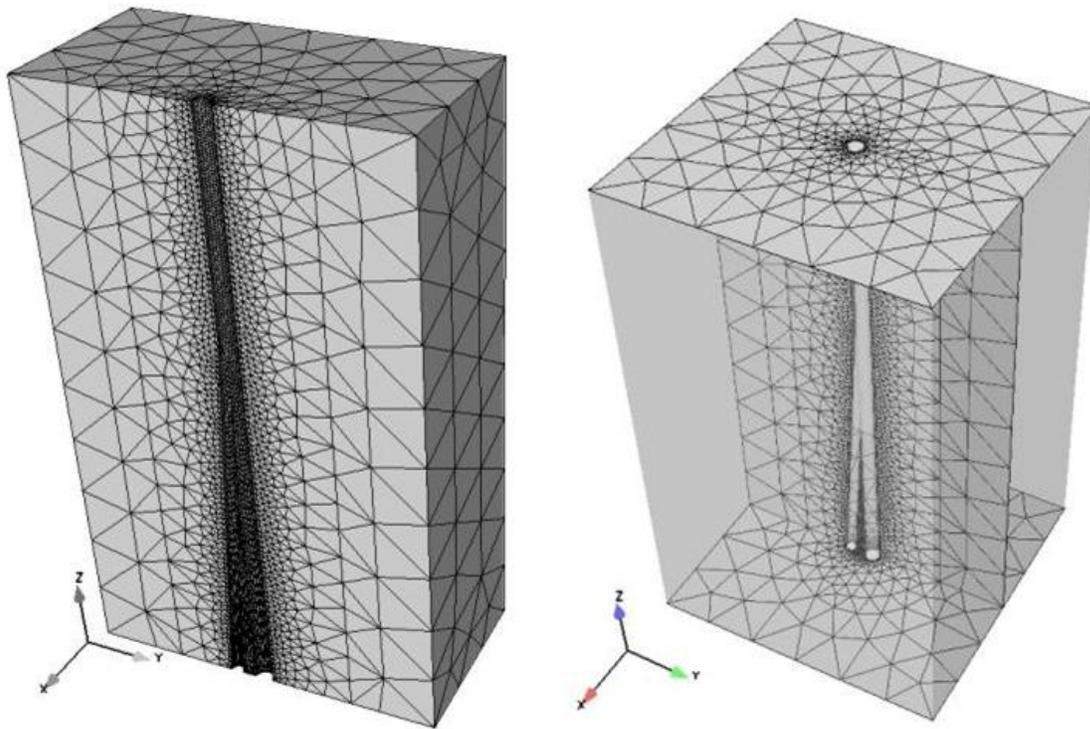


Figura 4.2 – Vistas da malha do poço em perspectiva.

Tabela 4.3 – Dados da malha utilizada.

Número de elementos	45.990
Número de nós	9.908
Número de condições de contorno	5.467
Profundidade (em metros)	10
Largura (em metros)	6
Espessura (em metros)	3
Diâmetro do poço vertical (em polegadas)	12 1/4
Diâmetro do poço lateral (em polegadas)	8 1/2
Desvio do poço lateral na junção	2,5°

### 4.3. Análise de resultados

Simulações foram realizadas considerando vários pesos de fluidos de perfuração, os quais estão representados na Tabela 4.4, juntamente com os valores de pressão exercidos por eles.

Posteriormente, as Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 mostram os resultados da simulação numérica realizada, considerando o peso do fluido de perfuração igual a 30,5 MPa. Esses resultados são mostrados em termos das tensões principais, dos elementos plastificados considerando o modelo do poço como um todo e através da representação dos estados de tensão correspondentes a cada elemento do modelo no espaço das tensões principais, juntamente com a superfície de escoamento da rocha *Comiso*.

**Tabela 4.4 – Pesos dos fluidos de perfuração utilizados na simulação , em MPa, e densidade, em ppg.**

<b>Gradiente (ppg)</b>	<b>Gradiente (kg/m3)</b>	<b>Pressão exercida pelo fluido de perfuração (Mpa)</b>
8,64	1.036,36	30,50
9,92	1.189,26	35,00
12,75	1.529,05	45,00
15,59	1.868,84	55,00
18,42	2.208,63	65,00
21,25	2.548,42	75,00

Figura 4.3 – Tensões principais 1 (a), 2 (b) e 3 (c) em cada elemento, considerando a pressão do fluido de perfuração igual a 30,5 MPa.

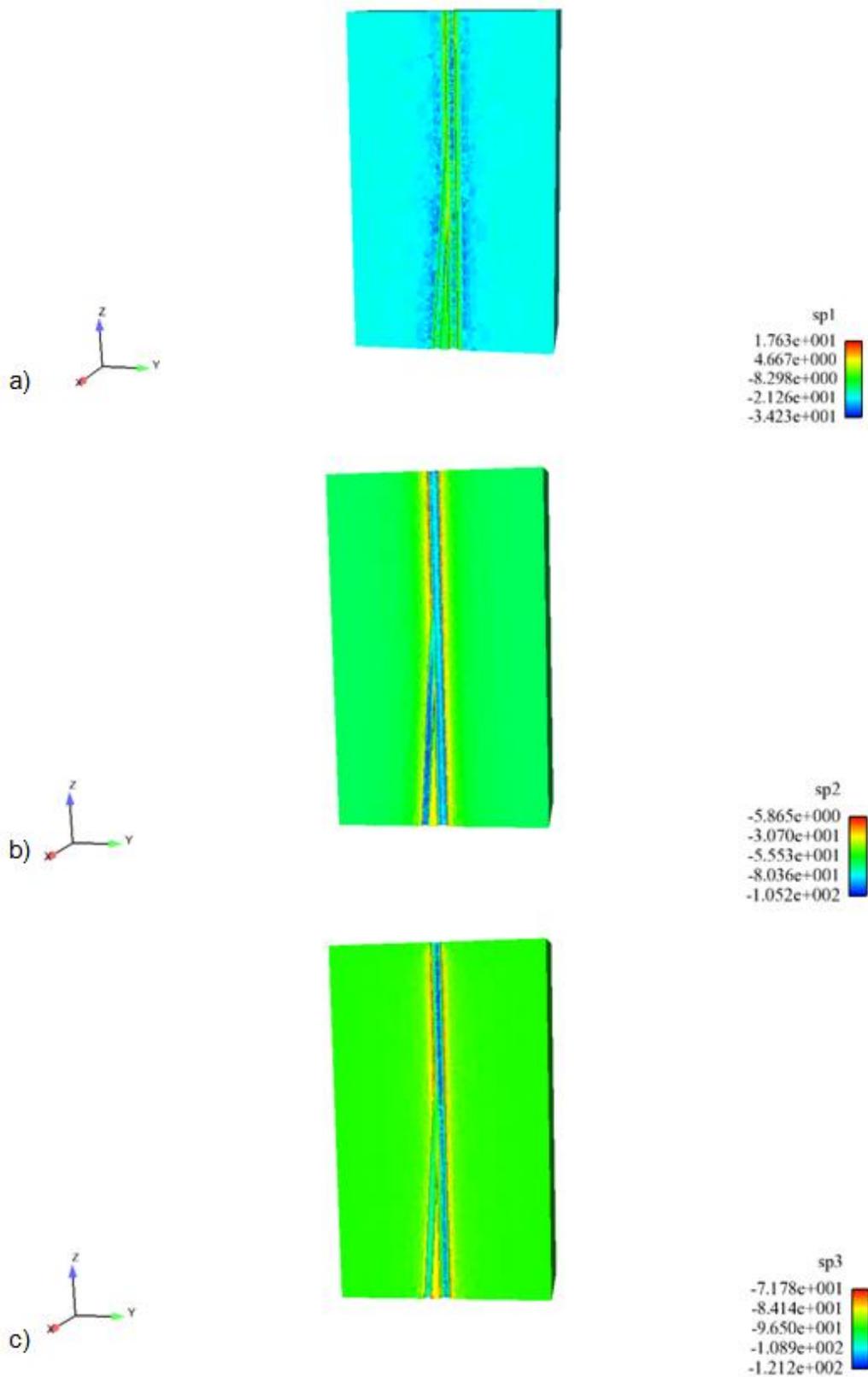
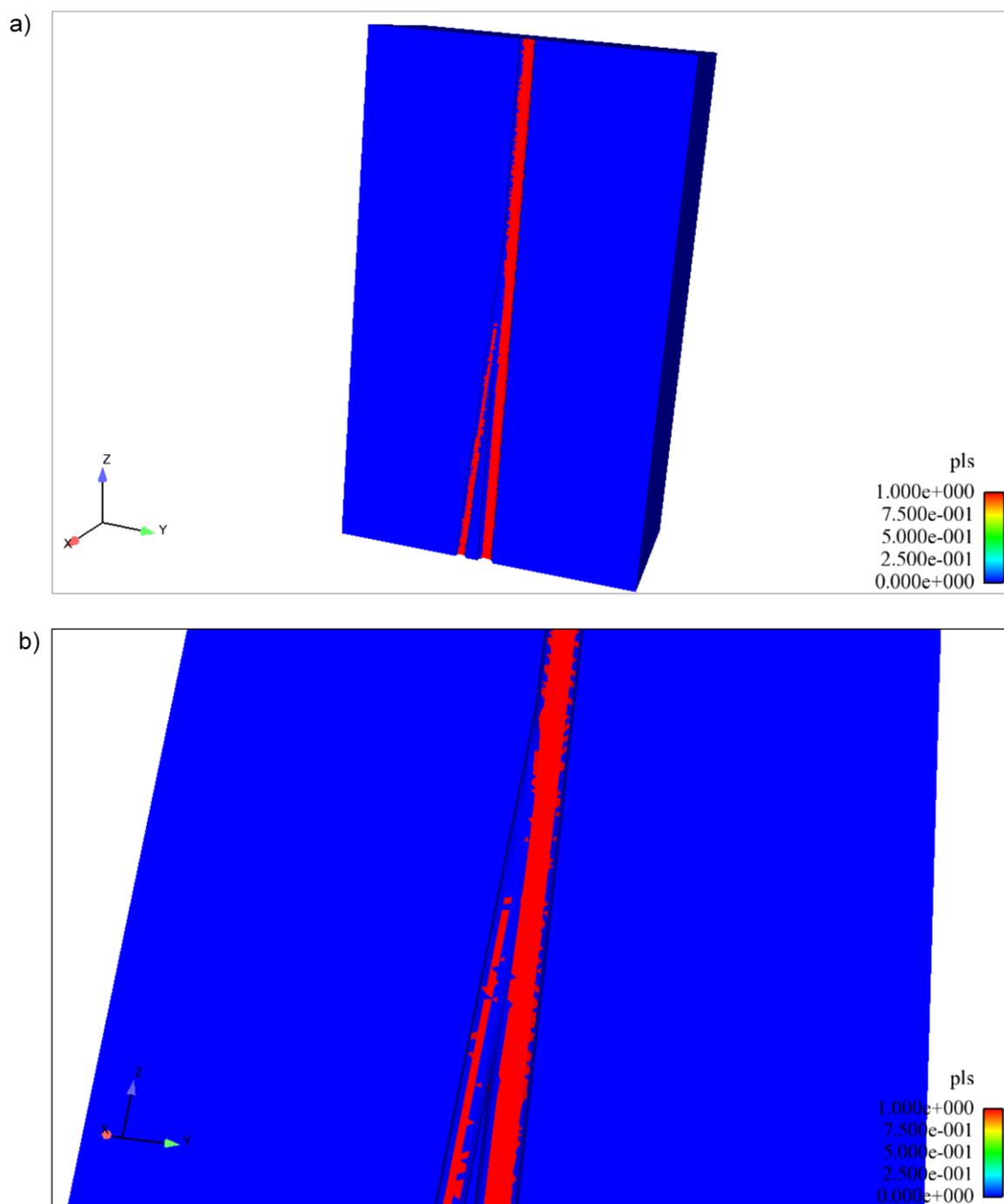
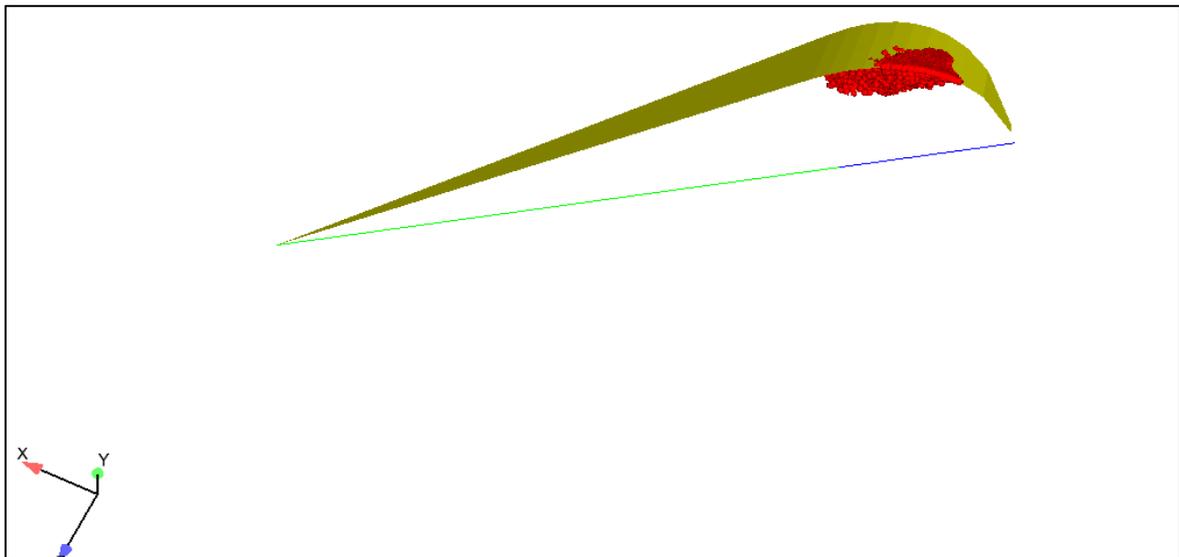


Figura 4.4 – Vista do poço em perspectiva (a) e detalhe da junção do poço (b), com representação dos elementos plastificados, para pressão do fluido de perfuração igual a 30,5 MPa.



**Figura 4.5 – Representação dos estados de tensão correspondentes a cada elemento do modelo no espaço das tensões principais, juntamente com a superfície de escoamento da rocha *Comiso*.**



Vale ressaltar que comparando a localização dos estados de tensões representados na figura anterior com as envoltórias de escoamento da rocha carbonática *Tavel* representadas na Figura 3.4 e considerando que a rocha *Comiso* apresenta comportamento similar, percebe-se que o modo de falha apresentado é a ruptura dúctil.

#### **4.3.1. Determinação e aplicação do critério de estabilidade**

Conforme mencionado na seção 2.2.5, a presença de elementos plastificados não é suficiente para que ocorram problemas relacionados à instabilidade. Sendo assim, com base no levantamento da literatura relacionado ao tema, foi escolhido um critério de estabilidade para especificar se a utilização de um determinado peso de fluido de perfuração sob certas condições de carregamento implica na instabilidade do poço.

O critério de estabilidade aqui utilizado emprega uma analogia do critério estabelecido por MULLER (2008).

No estudo de MULLER (2008), o procedimento para análise numérica baseia-se em funções de falha  $S$ , que descrevem a perda de estabilidade dos poços. Para um determinado instante  $t$ , segundo as hipóteses assumidas no trabalho, uma possível função de falha relativa a um problema básico de otimização é descrita segundo a equação abaixo para o caso de colapso do poço:

$$S = (A_{lim}, A_p(PI, t), t) \cong 0 \quad (4.1)$$

Onde:

$A_{lim}$  = área limite pré-estabelecida;

$A_p$  = área plastificada;

$PI$  = pressão interna;

$t$  = tempo.

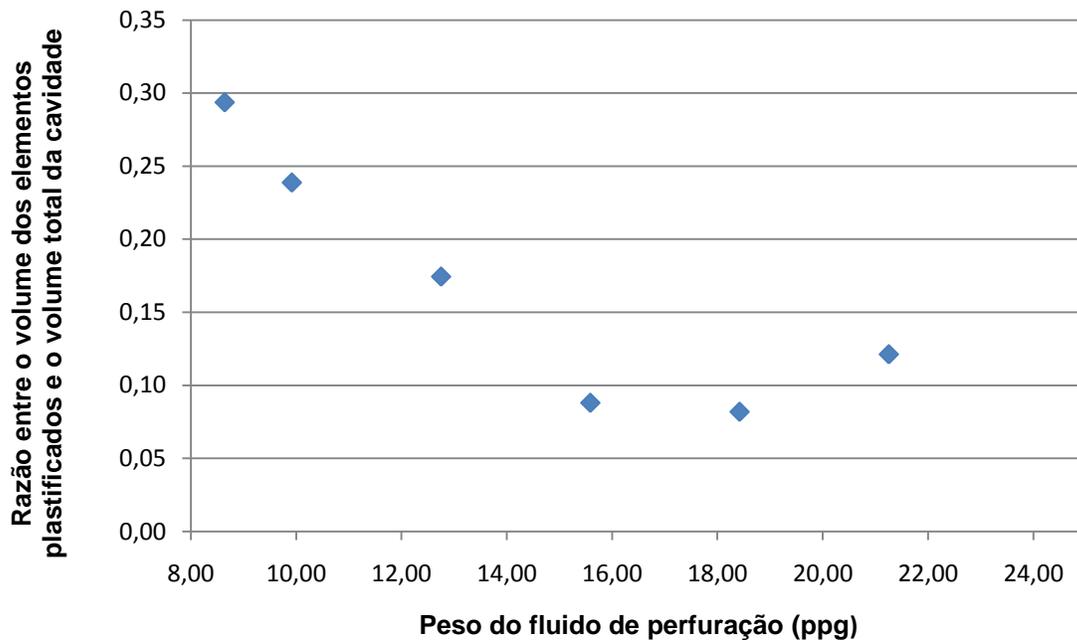
Ou seja, o poço perderá estabilidade se num instante  $t$  for verificada uma área plastificada maior que a área pré-estabelecida, sendo que em sua análise a área limite de plastificação adotada foi de  $\frac{1}{4}$  de círculo.

Nesse estudo, considerando que a análise se refere a um modelo tridimensional e não a um modelo bidimensional como aquele analisado por MULLER (2008), em substituição à área, são considerados como parâmetros de comparação o volume da cavidade em uma determinada seção do poço e o volume dos elementos plastificados. Se o volume dos elementos plastificados for maior que  $\frac{1}{4}$  do volume da cavidade inicial, ocorrerão problemas devido à instabilidade.

É importante citar que o cálculo do volume dos elementos plastificados é realizado utilizando-se funções disponíveis no pós-processador *Ensign*, enquanto que o cálculo do volume da cavidade do poço é feito considerando que ela é constituída por dois cilindros cujas alturas são iguais à espessura da faixa de análise.

Considerando as pressões de fluido empregadas nas análises anteriores e empregando o critério considerado, vê-se que a utilização de fluido com peso igual a 8,64 ppg, que exerce uma pressão igual a 30,5 MPa (valor bem próximo à pressão estática do reservatório) ocasiona instabilidade.

Os resultados das simulações realizadas para os demais pesos de fluido de perfuração, representados pela razão entre o volume de elementos plastificados e o volume total da luz do poço, estão mostrados no gráfico a seguir.



**Figura 4.6 – Gráfico da razão entre o volume dos elementos plastificados e o volume total da cavidade versus peso do fluido de perfuração.**

A partir da análise do gráfico conclui-se que fluidos de perfuração com pesos variando entre 16 e 18 ppg são aqueles em relação aos quais, o volume de elementos plastificados é menor. Sendo assim, com base no critério de estabilidade adotado, esses são os valores dos pesos de fluido a serem usados para que os problemas de instabilidade sejam minimizados.

Contudo, a conclusão a que se chegou anteriormente está relacionada a problemas de instabilidade decorrentes do colapso da formação, sendo necessário melhor analisar a limitação imposta pelo gradiente de fratura. Observando o valor da tensão horizontal mínima, igual a 20 MPa, e sabendo que essa é a tensão a ser vencida para que haja abertura e propagação de uma fratura na formação, deve-se analisar a possibilidade de ocorrência de fraturamento para cada um dos pesos de fluido utilizados na simulação. A probabilidade de fraturamento é alta, porém, considerando os inúmeros fatores que influenciam na estabilidade de um poço, estudos mais precisos, incluindo experimentos para calibração do critério utilizado, devem ser realizados para que as conclusões obtidas estejam mais próximas da realidade.

# Capítulo 5

## Conclusão

O presente trabalho teve como objetivo o estudo do comportamento das rochas quando submetidas a esforços durante a perfuração, como subsídio à realização de perfurações estáveis, através de um programa desenvolvido no Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia – LAMCE/ COPPE/ UFRJ.

Inicialmente, através da apresentação de um breve resumo de fundamentos relacionados à mecânica das rochas e do estudo de aspectos teóricos da perfuração de poços, foi possível compreender a importante relação existente entre essas disciplinas e a complexibilidade envolvida na realização de análises de estabilidade.

A utilização de métodos numéricos e ferramentas computacionais, mais especificamente o emprego do Método dos Elementos Finitos, é de extrema importância no que tange à realização dessas análises, uma vez que diversas variáveis estão envolvidas no estudo e, levando em consideração condições complexas, o emprego de métodos analíticos não seria satisfatório para realizá-las.

Utilizando o programa PoroNL, foi realizada uma análise não linear considerando o comportamento elastoplástico de uma rocha carbonática, empregando para isso uma superfície obtida a partir da interseção de um *cap* de fechamento com o modelo de ruptura de Mohr-Coulomb. O caso estudado foi um poço multilateral, com inclinação de 2,5 graus, perfurado a partir de um poço vertical existente e cuja junção está localizada a 3.000 metros de profundidade, sob uma lâmina d'água de 1.500 metros.

No que se refere à avaliação da estabilidade do poço analisado, aplicou-se um critério de estabilidade baseado em um volume máximo plastificado em relação a um volume limite de plastificação pré-estabelecido, sendo considerado instável um poço perfurado em condições nas quais o volume de elementos plastificados foi maior que uma fração do volume da cavidade do poço.

Vale ainda ressaltar outra importante abordagem do estudo, relacionada a análises de reservatórios carbonáticos, uma vez que as rochas carbonáticas representam grandes reservas

de hidrocarbonetos no Brasil e no mundo e seu conhecimento é ainda escasso comparado a reservatórios siliciclásticos. Com relação aos carbonatos, foram utilizados dados obtidos a partir de ensaios experimentais realizados no *Institut de Physique du Globe*, EOST (CNRS/ULP), França, por BAUD *et al* (2000) e em *SUNY em Stony Brook*, Nova York, por VADJOVA *et al* (2004) e WALKER (2006) e, posteriormente, ajustados ao modelo constitutivo utilizado, a partir da interação do usuário, com o auxílio de uma planilha Excel.

Do exposto, percebe-se que o objetivo inicial do trabalho foi alcançado, pois, utilizando ferramentas específicas, a perfuração de um poço não convencional em uma rocha carbonática pôde ser estudada com relação a sua estabilidade.

Contudo, é importante considerar que a perfuração de poços multilaterais em águas profundas não representa uma situação usual na exploração de campos petrolíferos. Porém, apesar dessa consideração, a análise de estabilidade realizada em um modelo que representa essa categoria de poços mostra a possibilidade de realização de estudos de poços com geometrias mais simples. Sendo assim, a utilização da metodologia aplicada, mesmo em um cenário que atualmente não representa as operações de perfuração no Brasil e no mundo, se mostrou válida, uma vez que sua aplicação se estende para outras situações.

Ademais, vale ressaltar que, a análise realizada, levando em consideração o escopo do trabalho, correspondeu a uma análise determinística e limitada, sendo que para um projeto de poço real, muitas outras variáveis devem ser consideradas a fim de que a perfuração seja bem sucedida. Para trabalhos futuros, sugere-se a consideração de outros fatores na simulação, tais como a heterogeneidade da rocha, condição de fluido penetrante e consideração de um poço parcialmente revestido.

# Referências Bibliográficas

ALVES, J.L.D., COELHO, L.C., BAUD, P., *et al.*, 2007, “*Estabilidade de Poços em Rochas Carbonáticas*”, 4º PDPETRO, Campinas, São Paulo, Brasil.

ANSYS - Simulation Driven Product Development. Disponível em <http://www.ANSYS.com/>.

AZEVEDO, I. C. D. D., MARQUES, E. A. G., 2002, “*Introdução à Mecânica das Rochas*”, Editora UFV, Viçosa, Brasil.

BRADLEY, W.B., 1979, “*Failure of Inclined Boreholes*”.

COELHO, L.C., 2001, “*Modelos de Ruptura de Poços de Petróleo*”, Tese D.Sc., COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

ENSIGHT, ENSIGHT Visualization Software. Disponível em <http://www.ENSIGHT.com/>.

FJÆR, E., HOLT, R.M., HORSRUD, P., *et al.*, 2008, “*Petroleum Related Rock Mechanics*”, 2ª Edição, Elsevier Science Publishing Company Inc, New York, United States.

FUENTES, J.A., ECONOMIDES M.J., CARRBONELL, 1999, “*Stability of Junctures for Multilateral/ Multibranched Wells*”, Society of Petroleum Engineers.

GARCÍA, O. C. C., 2003, “*Avaliação da influência da interação rocha-fluido na estabilidade de poços*”, Tese M.Sc., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Pontifícia Universidade Católica - Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

GUÉGUEN, Y., PALCIAUSKAS, V., 1994, “*Introduction to the Physics of Rocks*”, Princeton University Press, New Jersey, EUA.

GUEVARA JUNIOR, N.O., 2006, “*Implementação Computacional de um Modelo Constitutivo para o Tratamento de Poro-Colapso em Meios Porosos*”, Tese M.Sc., Programa de Engenharia Civil da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

HYNE, N.J., “*Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling and Production*”, Oklahoma, Estados Unidos.

MULLER, A.L., VARGAS Jr, E.A., VAZ, L.E., GONÇALVES, C.J., 2008, “*Procedimento Numérico para Determinação dos Limites de Pressão em Problemas de Instabilidade de Poços de Petróleo*”, Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, Brasil.

NETTO, T.A., 2010, Notas de Aula da Disciplina de Graduação Comportamento Estrutural de Sistemas Oceânicos (COV252) do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

COUTO, P., 2008, Notas de Aula da Disciplina de Graduação Perfuração de Poços I (EEW411) do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

PERDOMO, P.R.R., 2003, “*Metodologia para Determinar as Profundidades de Assentamento das Sapatas dos Revestimentos de Poços de Petróleo em Águas Profundas*”, Tese M.Sc., Programa de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil.

POLILLO FILHO, A., 1987, “*Um Procedimento para Análise de Estabilidade e Fraturamento de Poços de Petróleo*”, Tese M.Sc., Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil.

ROCHA, L.A.S., *et al.*, 2006, “*Perfuração Direcional*”, 2ª Edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil.

ROCHA, L.A.S., AZEVEDO, C.T., 2009, “*Projetos de Poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos*”, 2ª Edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil.

RODRIGUES JUNIOR, J.A., 2009, Notas de Aula da Disciplina de Graduação Fluidos de Perfuração e Completação (EEW413) do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

THOMAS, J.E., 2001, “*Introdução à Engenharia do Petróleo*”, 2ª Edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil.

TISSER, A. D., 2004, “*Um Modelo Constitutivo para Análise de Estabilidade de Poços de Petróleo*”, Tese M.Sc., Programa de Engenharia Civil da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

VILLARROEL, F.M.G., ARAÚJO, E.M.P., FONTOURA, S.A.B., “*Análise Paramétrica da Estabilidade de Poços de Petróleo*”, Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica – Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

VAN OORT, E., 2003, “*On the physical and chemical stability of shales*”, Journal of Petroleum Science and Engineering, New Orleans, EUA.

VILELLA, J., 2010, “*Avaliação da Sensibilidade de um Modelo Elastoplástico em Elementos Finitos para a Análise de Estabilidade em Poços de Petróleo*”, Tese M.Sc., Programa de Engenharia Civil da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.