Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

COMPARAÇÃO DAS ESTIMATIVAS DA MENOR TENSÃO HORIZONTAL *IN SITU* OBTIDA ATRAVÉS DE TESTES DE ABSORÇÃO, DE MINIFRATURAMENTO E DE INJETIVIDADE

Luís Cláudio Valverde Guimarães

Projeto de Graduação Submetido ao Corpo Docente do Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte integrante dos requisitos necessários para a obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Prof. Santiago Drexler, M. Sc.

Co-orientador: Prof. Paulo Couto, D. Eng.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Dezembro, 2016

COMPARAÇÃO DAS ESTIMATIVAS DA MENOR TENSÃO HORIZONTAL *IN SITU* OBTIDA ATRAVÉS DE TESTES DE ABSORÇÃO, DE MINIFRATURAMENTO E DE INJETIVIDADE

Luís Cláudio Valverde Guimarães

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.

Examinado por:

_____

Prof. Santiago Gabriel Drexler, M. Sc.

_____

Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

_____

Profª. Juliana Souza Baioco, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

DEZEMBRO, 2016

Guimarães, Luís Cláudio Valverde

Comparação das estimativas da menor tensão horizontal in situ obtida através de testes de absorção, de minifraturamento e de injetividade/ Luís Cláudio Valverde Guimarães – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016.

XIII, 80 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Santiago Gabriel Drexler

Co-orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 66-67.

1.Menor tensão horizontal in situ. 2.Geomecânica. 3.Estabilidade de Poços. 4.Tensões horizontais *in situ.* 5.*Leakoff Test.* 6.Teste de *Minifrac.* I. Gabriel Drexler, Santiago & Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Comparação das estimativas da menor tensão horizontal in situ obtida através de testes de absorção, de minifraturamento e de injetividade.

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, Cláudio Henrique Dias Guimarães e Magda Carneiro Felippe Valverde, por todo o amor e suporte que me foi dado. Por sempre estarem ao meu lado quando precisei e serem meus maiores exemplos.

Também ao meu irmão, Pedro Henrique Valverde Guimarães, que sempre foi uma fonte de inspiração para mim e um grande amigo.

Agradecimentos

Aos profissionais Anthony Yao e Clemente Gonçalves, que foram os mentores dos meus projetos durante o meu tempo como estagiário, permitindo meu primeiro contato com um trabalho profissional de excelência.

Gostaria de agradecer à todas as pessoas que tive contato durante o meu tempo como estagiário no CENPES e que enriqueceram o meu aprendizado de alguma forma. Em especial ao grupo de Perfuração B, que me trataram como um igual desde o primeiro até o último dia do meu estágio.

Agradeço ao meu orientador, Prof. M. Sc. Santiago Gabriel Drexler, por se demonstrar sempre solícito quando precisei de ajuda e por exercer sua profissão com excelência e, acima de tudo, boa vontade.

“ Disciplina é liberdade. Compaixão é fortaleza. ”

Renato Russo.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

COMPARAÇÃO DAS ESTIMATIVAS DA MENOR TENSÃO HORIZONTAL *IN SITU* OBTIDA ATRAVÉS DE TESTES DE ABSORÇÃO, DE MINIFRATURAMENTO E DE INJETIVIDADE

Luís Cláudio Valverde Guimarães

Dezembro/2016

Orientador: Prof. Santiago Gabriel Drexler, M. Sc.

Co-orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Curso: Engenharia do Petróleo

A geração do modelo geomecânico para um poço tem diferentes finalidades. Um dos principais objetivos para a perfuração de poços é estimar os limites de estabilidade mecânica do poço para a construção de uma janela operacional que garanta uma perfuração segura. Para isso, dentre outras informações, o conhecimento das tensões *in situ* é de suma importância. Desta forma, existem diversas operações realizadas no poço que podem fornecer uma estimativa para a menor tensão horizontal *in situ* como os testes de absorção e testes de Minifraturamento. Entretanto, a literatura acredita que os resultados fornecidos pelos testes de absorção superestimam os valores reais da menor tensão horizontal *in situ.* O presente trabalho compara as estimativas da menor tensão horizontal *in situ* obtidas através de testes de absorção, Minifraturamento e testes de injetividade. Foram compilados os resultados de mais de 250 relatórios com dados reais de operações de fraturamento hidráulico e *frackpacks* e geradas regressões para a estimativa da menor tensão horizontal *in situ* em quatro diferentes campos. Foram construídas 2 regressões para cada campo, sendo uma baseada nos testes de absorção e a segunda nos testes de Minifraturamento e de Injetividade, permitindo a posterior comparação entre os dois resultados.

Palavras-chave: Geomecânica, Estabilidade de Poços, tensões horizontais *in situ*, *Leak off test*, Minifraturamento.

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

COMPARISON OF HORIZONTAL IN SITU STRESSES ESTIMATIVES OBTAINED THROUGH LEAK OFF TESTS, INJECTIVITY TESTS AND MINIFRAC TESTS

Luís Cláudio Valverde Guimarães

December/2016

Advisor: Santiago Gabriel Drexler, M. Sc.

Co-Advisor: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Course: Petroleum Engineering

The generation of a geomechanical model for a well has different purposes. One of its main objectives is to determine the pressure limits of the operational window to ensure a stable well while drilling. The knowledge of the minimum horizontal *in situ* stress is a crucial component when building a proper operational window. With that being said, there are different operations that can provide an estimative of this stress, such as Leakoff tests and Minifrac tests. However, the literature believes that the estimation throught Leakoff tests overestimate the real minimum horizontal *in situ* stress. This work compares the estimation of the minimum horizontal *in situ* stress obtained through Leakoff Tests, Minifrac tests and Injectivity Tests. Over 250 hydraulic fracturing and frackpack reports were analysed. This data provided the opportunity to build linear regressions regarding the minimum horizontal *in situ* stress for four different oil fields. It was built two regressions for each field, one being based on the Leakoff tests results and the other based on the Minifrac tests results along with the Injectivity tests results, allowing the direct comparison between the two different estimatives.

Keywords: Geomechanics, Well Stability, Horizontal in situ Stresses, Leak off test, Minifraturamento.

Sumário

Capítulo 1 1
1.1. Introdução 1
1.2. Motivação e Objetivos 3
1.3. Descrição dos Capítulos 5
Capítulo 2 7
Fundamentos da Mecânica das Rochas 7
2.1. Estado tridimensional de tensão 8
2.2. Tensões Principais 9
2.3. Círculo de Mohr 9
2.4. Comportamento Tensão-Deformação 10
2.4.1. Efeito de Poisson 11
2.4.2. Ensaio Triaxial 12
2.4.3. Rochas Frágeis e Rochas Dúcteis 13
2.5. Falha da Rocha 14
2.5.1. Falha por Cisalhamento 14
2.5.2. Critério de Mohr-Coulomb 14
2.5.3. Falha por Tração 17
Capítulo 3 18
Estabilidade de Poços 18
3.1. Tensões in situ 18
3.2. Geopressões 19
3.2.1. Pressão de Poros e Tensão Efetiva 19
3.2.2. Tensão de Sobrecarga 20
3.2.3. Gradientes de Pressão 21
3.2.3.1. Gradiente de Sobrecarga 21
3.2.3.2. Gradiente de Pressão de Poros 22
3.3. Tensões ao redor do poço 25
3.3.1. Tensão Tangencial – Hoop Stress 26
3.3.2. Tensão Radial 26
3.3.3. Tensão Axial 26
3.3.4. Estado de Tensão Triaxial ao Longo da Parede do Poço 27
3.3.5. Determinação das Tensões na Parede de um Poço 27
3.4. Gradiente de Colapso 28
3.4.1. Colapso Inferior 30
3.4.2. Estimativa do Gradiente de Colapso 32

3.5. Gradiente de Fratura 32
3.5.1. Fratura Superior 33
3.5.2. Estimativa do Gradiente de Fratura – Métodos Diretos 35
3.5.2.1. Leakoff Test – LOT 36
3.5.2.2. Formation Integrity test – FIT 37
3.5.2.3. Extended Leakoff Test - ELOT 37
3.5.2.4. Injectivity Test - IT 39
3.5.2.5. Step Rate Test - SRT 39
3.5.2.6. Teste de Minifraturamento - Minifraturamento 39
3.5.2.7. Normalização de testes em função da Lâmina d'água (LDA) 40
3.6. Fraturamento Hidráulico 42
3.7. Menor tensão horizontal in situ 43
3.8. Janela Operacional 45
Capítulo 4 48
Análise de Dados 48
4.1. Metodologia 48
4.2. Coleta e Tratamento de Dados 49
4.2.1. – Coleta de dados – Grupo 1 49
4.2.2. - Coleta de Dados – Grupo 2 52
4.3. Tratamento de dados 54
4.3.1. Tratamento de dados – Grupo 1 54
4.3.2. Tratamento de dados – Grupo 2 55
4.4. Tabelas Finais 55
Capítulo 5 58
Resultados e Análise 58
5.1. Gráficos Resultantes 58
5.2. Análise 61
Capítulo 6 63
Conclusões e Recomendações 63
6.1. Conclusões 63
6.2. Recomendações 64
Referências Bibliográficas 66
Apêndice I 68

Lista de Figuras

Figura 1 – Menor tensão horizontal in situ calculada por LOT's (curva azul) e por Testes de Minifraturamento e de Injetividade (curva vermelha) em um poço. 4
Figura 2 - Menor tensão horizontal in situ calculada por LOT's (curva azul) em um poço. 4
Figura 3 - representação do estado tridimensional de tensão. Adaptado de ROCHA (2009). 8
Figura 4 - Representação das tensões principais. Adaptado de ROCHA (2009)..... 9
Figura 5 - Representação do Círculo de Mohr. (Fonte: http://gc.initelabs.com/recursos/files/r145r/w1450w/U6liga6.htm) 10
Figura 6 - Comportamento tensão-deformação de um sólido. Adaptado de ROCHA (2009). 11
Figura 7 - Ilustração do Efeito de Poisson em um sólido elástico sob compressão. Adaptado de FERREIRA (2011). 12
Figura 8 - Representação das tensões atuantes durante o ensaio triaxial. (Fonte: Adaptado de https://www.sp.se/en/index/services/rockmechanicaltesting/triaxial/Sidor/default.aspx) 12
Figura 9 - Exemplo da influência da tensão confinante no ensaio triaxial, onde $\sigma 3 > \sigma 2 > \sigma 1$. (Fonte: http://www.ufjf.br/nugeo/files/2009/11/07-MS-Unidade-05-Resist%C3%AAncia-Parte-2-2013.pdf)..... 13
Figura 10 – Representação da curva tensão-deformação para uma rocha dúctil e uma rocha frágil. Adaptado de ROCHA (2009). 13
Figura 11 – Representação do critério de falha de Mohr-Coulomb, onde cada círculo representa um estado de tensão em que a falha ocorre. Adaptado de ROCHA (2009). 15
Figura 12 – Critério de ruptura de Mohr-Coulomb no espaço $\sigma 1\ x\ \sigma 3$. Adaptado de ROCHA (2009). 16
Figura 13 – Círculo de Mohr sofrendo ruptura por tração dada por um estado de tensão de tração..... 17
Figura 14 – Representação das tensões in situ. Adaptado de ROCHA (2009)..... 18
Figura 15 – Representação da tensão efetiva em uma rocha porosa. Adaptado de GONÇALVES (2008). 20
Figura 16 – Exemplo de subcompactação através da análise do perfil sônico de um poço no Brasil. Adaptado de FREIRE (2010). 24
Figura 17 – Representação do estado de tensões em coordenadas ciíndricas. Adaptado de ROCHA (2009). 26
Figura 18 – Variação da magnitude das tensões em função da distância em relação à parede do poço. Adaptado de ROCHA (2009). 27
Figura 19 – Alguns tipos de instabilidade de poços de petróleo. Adaptado de RODRIGUES (2007). 29
Figura 20 – Exemplo de poço onde ocorreu a falha por tração devido ao aumento do peso de fluido. 30
Figura 21 – Círculo de Mohr representando um poço estável. Adaptado de ROCHA (2009). 30
Figura 22 – O círculo de Mohr está tocando a envoltória de ruptura, ocasionando a falha por cisalhamento da parede do poço no ponto A. Adaptado de ROCHA (2009). 31

Figura 23 – Os círculos de Mohr A e C têm, respectivamente, magnitudes de tensão menores e maiores do que o círculo de Mohr B. Entretanto, a falha ocorre apenas no caso B devido ao grande diferencial de tensões. 32
Figura 24 – Círculo de Mohr representando um poço estável. Adaptado de ROCHA (2009). 33
Figura 25 – Inversão dos círculos de Mohr devido ao aumento do peso de fluido. Adaptado de ROCHA (2009). 34
Figura 26 - $\sigma\theta b'$ atinge a resistência à tração da rocha, levando à fratura superior da formação no ponto B. Adaptado de ROCHA (2009). 35
Figura 27 – Representação do LOT. Adaptado de ADDIS (1998). 37
Figura 28 – Representação do ELOT. Adaptado de AADNOY (2009). 38
Figura 29 – Ilustração do SRT. (Fonte: Adaptado de http://johnfoster.pge.utexas.edu/PGE334-ResGeomechanics/slides/Lecture21.slides.html#/) 39
Figura 30 – Comportamento da pressão durante o teste de Minifraturamento. Adaptado de ROCHA (2009)..... 40
Figura 31 – Exemplo da influência da lâmina d'água nos gradientes calculados para a janela operacional. Adaptado de ROCHA (2003). 41
Figura 32 – Ilustração de fratura em um poço vertical. Adaptado de Fjær (2008). 43
Figura 33 – Ilustração de um poço horizontal e a direção da propagação da fratura para este caso. 43
Figura 34 – Representação da menor tensão horizontal in situ agindo contra a reabertura da fratura. Adaptado de GONÇALVES (2008). 44
Figura 35 – Exemplo de janela operacional. Adaptado de Fjær (2008). 46
Figura 36 – Exemplo de janela operacional confeccionada para o projeto de um poço real. 47
Figura 37 – Ilustração da diferença entre MD e TVD. (Fonte: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/tvd.aspx) 50
Figura 38 – Posição dos poços utilizados neste estudo para compor a base de dados do Grupo 2. 55
Figura 39 – Comparação das regressões obtidas através dos Grupos 1 e 2 para o Campo Aa. 59
Figura 40 - Comparação das regressões obtidas através dos Grupos 1 e 2 para o Campo Ab. 59
Figura 41 - Comparação das regressões obtidas através dos Grupos 1 e 2 para o Campo Ac. 60
Figura 42 - Comparação das regressões obtidas através dos Grupos 1 e 2 para o Campo Ad. 60

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Classificação dos gradientes de pressão de poros. Adaptado de ROCHA (2009). 23
Tabela 2 – Exemplificação dos dados crus obtidos a partir dos resultados de LOT's e FIT's. 52
Tabela 3 – Exemplificação de dados do Grupo 1 após resolução de redundâncias. ... 52
Tabela 4 – Exemplificação dos dados obtidos a partir dos relatórios de testes de Minifraturamento e TI's. 53
Tabela 5 – Quantidade de poços diferentes utilizados para compor o Grupo 1..... 56
Tabela 6 - Quantidade de poços diferentes utilizados para compor o Grupo 2. 56
Tabela 7 – Total de poços diferentes utilizados neste trabalho. 57
Tabela 8 – Comparação quantitativa entre as regressões obtidas através do Grupo 162
Tabela 9 - Dados básicos dos poços do Campo Aa que fazem parte do Grupo 1..... 68
Tabela 10 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 1 no campo Aa. 68
Tabela 11 - Dados básicos dos poços do Campo Aa que fazem parte do Grupo 2..... 69
Tabela 12 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 2 no campo Aa. 69
Tabela 13 - Dados básicos dos poços do Campo Ab que fazem parte do Grupo 1..... 70
Tabela 14 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 1 no campo Ab. 70
Tabela 15 - Dados básicos dos poços do Campo Ab que fazem parte do Grupo 2..... 70
Tabela 16 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 2 no campo Ab. 71
Tabela 17 - Dados básicos dos poços do Campo Ac que fazem parte do Grupo 1..... 71
Tabela 18 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 1 no campo Ac. 72
Tabela 19 - Dados básicos dos poços do Campo Ac que fazem parte do Grupo 2..... 72
Tabela 20 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 2 no campo Ac. 73
Tabela 21 - Dados básicos dos poços do Campo Ad que fazem parte do Grupo 1..... 74
Tabela 22 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 1 no campo Ad. 75
Tabela 23 - Dados básicos dos poços do Campo Ad que fazem parte do Grupo 2..... 76
Tabela 24 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 2 no campo Ad. 78

Capítulo 1

1.1. Introdução

Desde o início do século XX a indústria do petróleo tem se mostrado como um elemento crítico para o desenvolvimento econômico mundial. A produção de hidrocarbonetos dos reservatórios que ainda não foram explorados representa um desafio cada vez mais complexo. Isso se deve ao esgotamento das jazidas que podem ser mais facilmente acessadas, sendo assim necessária a perfuração de reservatórios cada vez mais profundos, requisitando um constante avanço tecnológico para que isso seja possível. Consequentemente, esta indústria mobiliza quantidades consideráveis de investimentos em exploração e produção de reservatórios de petróleo.

Em toda a cadeia desta indústria, a parte referente à perfuração de poços é que acarreta os custos mais dispendiosos. Entre os problemas encontrados durante este processo, a instabilidade de poços é um dos desafios que mais afetam a perfuração e produção, sendo responsável por uma boa parcela do tempo não-produtivo (*Non-Productive Time* - NPT). A falta de conhecimento durante a elaboração do projeto de poço pode causar problemas operacionais tais como o aprisionamento de coluna, torques elevados, colapso do poço e influxo indesejável de fluido da formação para o poço (*kick*). Dados os altos custos associados à perfuração de poços, é de se esperar que exista um grande investimento no desenvolvimento tecnológico na tentativa de se minimizar o NPT.

É importante destacar que existem diversas variáveis a serem analisadas durante toda criação de um projeto de perfuração, sendo uma delas a análise geomecânica da formação. Quanto maior o nível de informações obtidas sobre a formação alvo, maior será a chance do planejamento do processo de perfuração de um poço ser bem-sucedido durante sua execução. Logo, em grande parte dos casos, o comportamento mecânico dos materiais geológicos da formação é estudado e analisado. Desta forma, é possível confeccionar um modelo geomecânico para a área alvo. Dentro deste modelo se encontram as geopressões, sendo estas as pressões e tensões existentes no subsolo que se impõe na formação onde o reservatório se encontra, possibilitando a criação de uma janela operacional.

O principal objetivo da janela operacional é estimar os limites de estabilidade mecânica em função das geopressões, possibilitando o controle da pressão dentro do poço através da escolha apropriada do peso de fluido de perfuração, evitando os

problemas operacionais já mencionados. Um dos parâmetros que compõe a janela operacional é a menor tensão horizontal *in situ*, tendo esta uma grande importância na garantia de estabilidade do poço e no processo de falha das rochas em subsuperfície.

Uma boa parte dos projetos de poços confeccionados considera apenas 4 parâmetros em sua janela operacional, sendo eles a Pressão de Poros, a Pressão de Sobrecarga, a Pressão de Fratura Superior e a Pressão de Colapso inferior. Isso se deve, geralmente, à ausência das informações necessárias para se criar uma janela operacional com uma representatividade mais completa das geopressões da formação, visto que em alguns casos são perfurados poços em locais onde se tem pouco conhecimento sobre a formação.

Um limite da janela operacional de difícil medição é a menor tensão horizontal *in situ*, sendo que, em poços verticais, a mesma tem o importante papel de agir contra a reabertura de fraturas já existentes. A utilização de um peso de fluido que exerça uma pressão hidrostática maior que o valor desta tensão pode causar de fato a reabertura de alguma fratura, podendo causar até a perda de circulação do poço para a formação. Desta forma, a descoberta da magnitude desta tensão geralmente estipula um novo limite superior para o peso de fluido.

Existem diversos testes realizados durante o processo de perfuração com diferentes objetivos principais. Entre os testes realizados nas formações destacam-se os testes de absorção (*Leakoff Test* – LOT), Teste de Integridade da Formação (*Formation Integrity Test* – FIT), Teste de Minifraturamento e Teste de Injetividade (TI), sendo estes dois últimos normalmente utilizados como testes de calibração antes de operações de fraturamento hidráulico.

O LOT consiste na injeção de fluido na formação até a valor da pressão de absorção da formação, utilizando este valor para estimar a menor tensão horizontal *in situ.* Entretanto, a representatividade desta estimativa adquirida é questionada pela literatura, visto que o valor da pressão de absorção é medido em um ponto em que a concentração de tensões geradas pela perfuração do poço ainda está atuando na fratura gerada pelo teste. Já os testes de Minifraturamento e TI estendem a injeção de fluidos na formação até um ponto em que a fratura atinja uma distância suficientemente longe das perturbações do poço, sendo aí medida a estimativa da menor tensão horizontal *in situ* de forma mais representativa.

Apesar do LOT fornecer valores menos representativos, o mesmo é muito mais utilizado na indústria do petróleo devido ao seu objetivo principal de avaliar a pressão máxima que o poço pode ser submetido sem que ocorra perda de circulação, além da sua relativa simplicidade quando comparada aos dois outros testes mencionados no parágrafo anterior. Adicionalmente, a técnica de fraturamento hidráulico é menos

utilizada uma vez que o seu objetivo principal é mais específico, sendo assim escassa a quantidade de testes de Minifraturamento e de Injetividade realizados. Devido à maior quantidade disponível de resultados de LOT's, muitas vezes os valores destes testes são utilizados para estimar a menor tensão horizontal *in situ,* uma vez que esta é a melhor estimativa que se tem em mãos.

Desta forma, é importante evidenciar a diferença entre os resultados de cada teste, sendo também interessante para a indústria do petróleo a comparação das estimativas obtidas através dos testes mencionados.

1.2. Motivação e Objetivos

Segundo ROCHA (2009), as estimativas provenientes de LOT's superestimam em até 15% a menor tensão horizontal *in situ.* Visto que a utilização de uma estimativa não representativa da menor tensão horizontal *in situ* pode acarretar em algum tipo de instabilidade operacional, é de interesse da indústria do petróleo entender as diferenças entre as estimativas provenientes de diferentes testes. Dado que este valor de tensão é utilizado como um limite superior para o peso de fluido, será utilizado um exemplo em seguida para representar a problemática da utilização de LOT's para obter essa estimativa.

A Figura 1 representa a problemática relacionada à utilização de valores de LOT para prever o comportamento da menor tensão horizontal *in situ* em função da profundidade. A curva azul representa uma estimativa desta tensão construída através de resultados de testes LOT, enquanto que a curva vermelha representa as estimativas obtidas através de Testes de Minifraturamento e de Injetividade. Os dois pontos pretos e os pontos verdes representam o peso de fluido utilizado para determinada profundidade.

É importante destacar que os dados utilizados para a confecção das duas curvas foram obtidos através de dados reais dos testes mencionados. Adicionalmente, os pesos de fluido foram retirados do boletim de perfuração deste mesmo poço.

Uma vez que a menor tensão horizontal in situ representa um limite superior para evitar a reabertura de fraturas existentes, sejam estas intencionais ou não, é notável que os pesos de fluido representados por pontos pretos podem causar algum tipo de problema operacional para a operação.

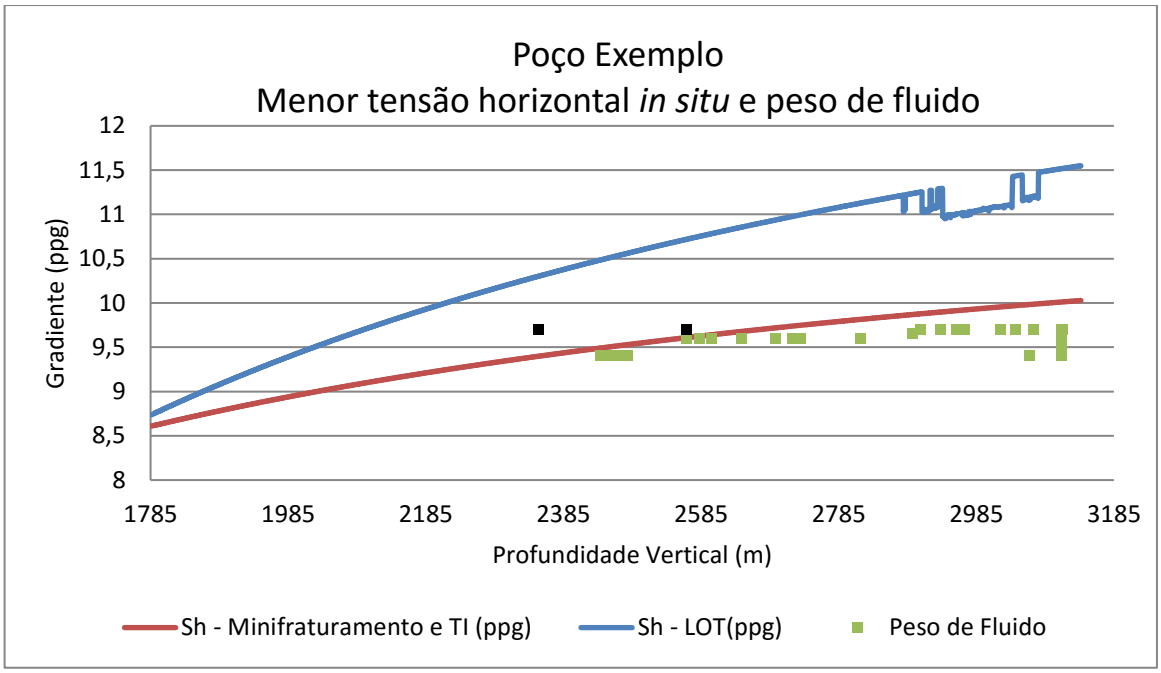


Figura 1 – Menor tensão horizontal *in situ* calculada por LOT's (curva azul) e por Testes de Minifraturamento e de Injetividade (curva vermelha) em um poço.

Supondo que durante a perfuração deste poço foram realizados apenas LOT's, restando apenas a estimativa dada pela curva azul, conforme explicitado na figura 2. Dado que a curva vermelha é desconhecida e a curva azul é admitida como limite superior, nenhum dos pesos de fluido utilizados seriam considerados como pesos excessivamente altos.

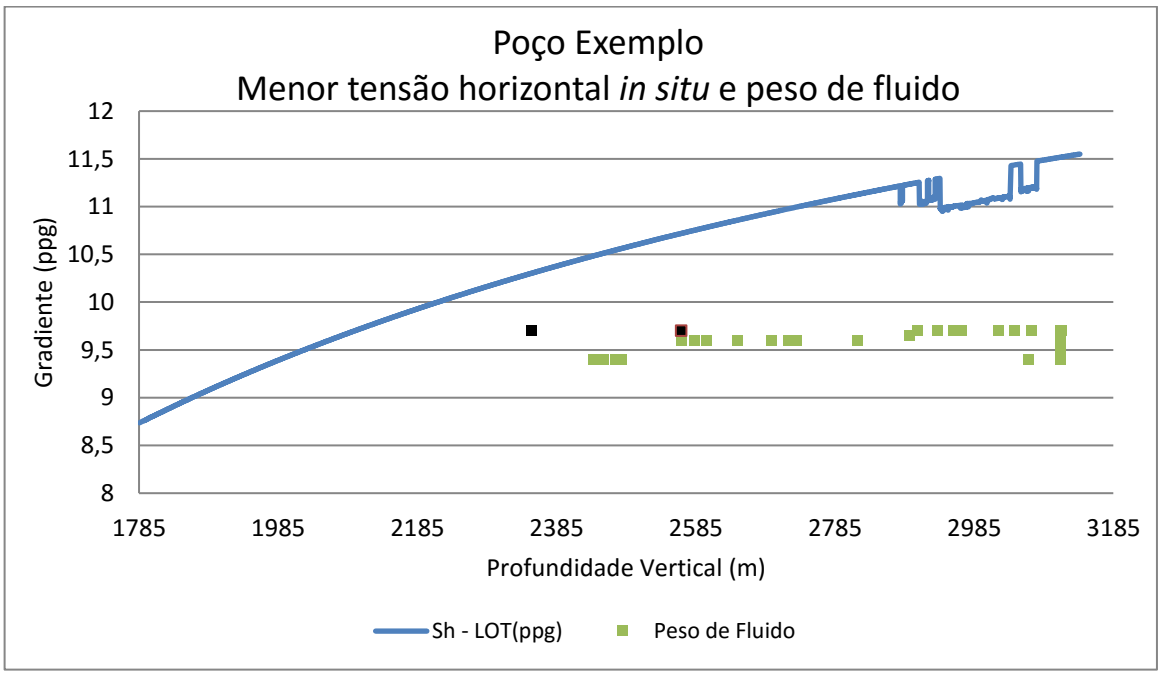


Figura 2 - Menor tensão horizontal *in situ* calculada por LOT's (curva azul) em um poço.

Entretanto, através da Figura 1 é notável que os pesos de fluido representados por pontos pretos nas profundidades de 2350 e 2565 metros podem ser problemáticos. Caso haja algum tipo de fratura preexistente na formação, a utilização destes valores de peso de fluido pode acarretar na reabertura da mesma, possibilitando a ocorrência de problemas operacionais durante a perfuração deste poço.

No contexto discutido, é importante conhecer a diferença entre os dois testes mencionados dada a diferença de representatividade de cada estimativa obtida. Desta forma, o principal objetivo deste trabalho é apresentar uma análise comparativa entre os resultados obtidos através de LOT's, testes de Minifraturamento e TI através da utilização de dados obtidos durante a prática de perfuração. Esta análise pode contribuir significativamente para a quantificação e análise da discrepância entre os testes mencionados.

Adicionalmente, ao se normalizar os resultados dos testes em relação à lâmina d'água (LDA) e separando os mesmos em função do campo em que cada um foi realizado, é possível correlacionar a profundidade de sedimentos e a magnitude desta tensão através de uma regressão para determinada área.

Esta informação para o projeto de um novo poço em áreas próximas pode fornecer uma valiosa estimativa da magnitude desta tensão *in situ* em função da profundidade de sedimentos. Além disso, em alguns casos, a obtenção de informações sobre as tensões locais através dos testes em si pode ser dificílima e onerosa, sendo a utilização de uma regressão para áreas próximas interessante para o projeto.

1.3. Descrição dos Capítulos

Este trabalho foi estruturado da forma a seguir com o intuito de estabelecer uma sequência evolutiva lógica e concisa:

Capítulo 2 – Fundamentos da Mecânica das Rochas: contém fundamentos teóricos básicos referentes à Mecânica das Rochas para possibilitar o entendimento do que foi discutido neste trabalho.

Capítulo 3 – Estabilidade de Poços: apresentação de conceitos referente à estabilidade de poços, utilizando os fundamentos apresentados no capítulo 2.

Capítulo 4 – Disposição dos dados obtidos e os tratamentos necessários para possibilitar a utilização destes dados.

Capítulo 5 – Apresenta os resultados obtidos, a análise e as implicações destes resultados.

Capítulo 6 – Foram apresentadas as conclusões e recomendações futuras deste estudo.

Apêndice I – Contém as tabelas com todos os dados dos poços utilizados para confeccionar as regressões neste estudo.

Capítulo 2

Fundamentos da Mecânica das Rochas

Neste capítulo serão apresentados conceitos básicos da Mecânica das Rochas relacionados ao estado de tensão em uma determinada rocha e as consequências que essas tensões podem ocasionar em forma de deformação. Através desse conhecimento é possível a definição dos critérios utilizados para determinar se a rocha falhará ou não em função do estado de tensão que ela se encontra. Como discutido anteriormente, a falha da mesma pode trazer prejuízos à estabilidade do poço e acarretar problemas operacionais graves durante o processo de perfuração.

Quando uma formação tem sua estrutura afetada pela perfuração de um poço, o campo de tensão ali presente é modificado para uma nova situação que pode ser problemática dependendo das cargas exercidas. Com o intuito principal de recompor o estado de tensão inicial, o espaço da rocha removida é preenchido com fluido de perfuração. Entretanto, apenas o fluido não é capaz de recompor totalmente este estado original, ocorrendo um acúmulo de tensões na parede do poço e em sua vizinhança.

Dependendo principalmente do estado de tensões e da resistência da rocha, o poço pode se encontrar em uma situação instável. Esta instabilidade pode trazer consequências sérias para o desenvolvimento do poço como, por exemplo, a perda de circulação. A perda de circulação acontece quando o fluido de perfuração escoa do poço para a formação, diminuindo a pressão hidrostática no interior do poço e aumentando a chance da ocorrência de *kicks*. Outro exemplo que pode ser citado é a variação do diâmetro do poço. Tanto o encurtamento quanto o estiramento do poço podem trazer consequências negativas e até catastróficas como, por exemplo, o total colapso do poço e consequente prisão da coluna de perfuração.

Como mencionado anteriormente, visto o grande preço associado ao processo de perfuração, é importante evitar ou minimizar os problemas relacionados à instabilidade de poços através do planejamento apropriado. O desenvolvimento de um projeto bem-sucedido está associado com a obtenção e análise de diversas variáveis como a determinação das tensões *in situ*, propriedades mecânicas das rochas e elaboração de uma janela operacional apropriada através da análise das geopressões obtidas. O foco deste trabalho foi na menor tensão horizontal *in situ*.

Sendo assim, a apresentação de alguns conceitos básicos relacionados à Mecânica das Rochas e Estabilidade de Poços é importante para a compreensão dos

fatores que podem levar à instabilidade de poços. Esses dois tópicos serão apresentados nos capítulos a seguir.

2.1. Estado tridimensional de tensão

É possível descrever completamente o estado de tensão em um ponto ao se identificar as tensões relacionadas a três planos orientados ortogonalmente. Em cada plano agem três tensões, sendo duas delas cisalhantes e uma normal, resultando em um total de nove tensões, conforme a Figura 3.

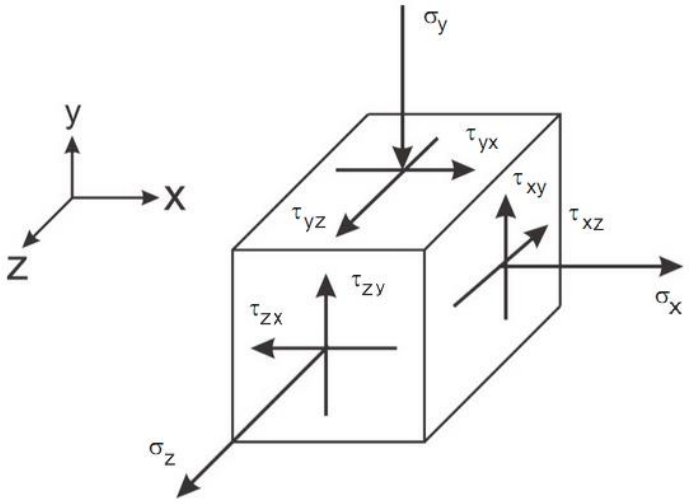


Figura 3 - representação do estado tridimensional de tensão. Adaptado de ROCHA (2009).

As convenções utilizadas neste trabalho estão de acordo com a da mecânica das rochas. Desta forma, segundo Borges (2013), a face do lado direito do elemento, onde a normal está na direção positiva do eixo x, é convencionada como o plano x positivo. Já a face à esquerda é convencionada como o plano x negativo. As outras faces foram convencionadas analogamente.

Além disso, as tensões que atuam nas direções negativas em faces negativas e as tensões que atuam nas direções positivas em faces positivas são consideradas negativas. Consequentemente, as tensões normais de tração são negativas e as de compressão são positivas.

As nove componentes do estado tridimensional de tensões podem ser representadas em uma matriz 3x3, compondo o chamado tensor de tensões, conforme a equação (1). O mesmo representa completamente o estado de tensões em um determinado ponto para um sistema de coordenadas estabelecido.

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} \quad \textbf{(1)}$$

É importante ter em mente que, no caso de um corpo em equilíbrio, o somatório das forças e momentos para cada uma das três direções deve ser igual a zero. Este fato irá definir uma série de simetrias no tensor das tensões, como será discutido mais a frente.

2.2. Tensões Principais

Pode-se demonstrar que, ao se analisar a tensão atuante em um ponto segundo os diversos sistemas coordenados, existe um sistema de coordenadas particular em que atuam somente as tensões normais, sendo estas chamadas de tensões principais. Neste caso todas as tensões cisalhantes são nulas, restando apenas as tensões representadas no tensor que pode ser visto na equação (2).

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{pmatrix} \quad \textbf{(2)}$$

Estas tensões principais serão aqui representadas por σ_1, σ_2 e σ_3. As mesmas são comumente convencionadas como σ_1 sendo a maior delas, σ_2 como a intermediária e σ_3 como a menor delas, como ilustrado na Figura 4.

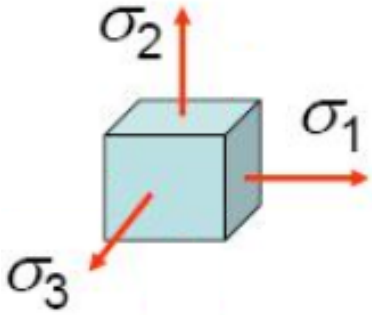


Figura 4 - Representação das tensões principais. Adaptado de ROCHA (2009).

2.3. Círculo de *Mohr*

O Círculo de *Mohr* representa graficamente os estados de tensões atuantes em todos os planos que passam por um ponto através das equações de transformação de tensão. Adicionalmente, o mesmo permite que sejam determinadas graficamente as

tensões principais e a tensão cisalhante máxima. O Círculo de *Mohr* é expresso por meio de um sistema de coordenadas onde o eixo horizontal é representado pelas tensões normais e o eixo vertical pelas tensões cisalhantes, como pode ser visto na Figura 5.

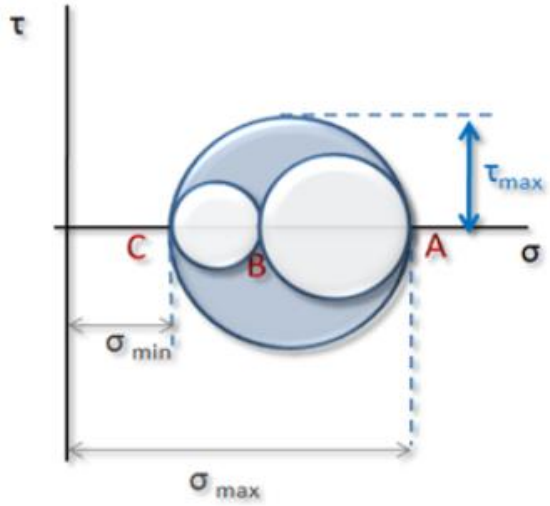


Figura 5 - Representação do Círculo de *Mohr*. (Fonte: http://gc.initelabs.com/recursos/files/r145r/w1450w/U6liga6.htm)

É notável pela Figura 5 que o raio do círculo representa a tensão cisalhante máxima. Além disso, quanto maior o diferencial entre as tensões mínima e máxima, maior será o raio do círculo por consequência. Esse alto diferencial de pressão pode ocasionar a falha da rocha por cisalhamento devido ao aumento excessivo da máxima tensão cisalhante, como será visto mais à frente nos critérios de falha. Em consequência do que foi discutido, é notável que o Círculo de *Mohr* pode ser uma poderosa ferramenta para analisar a estabilidade das rochas.

2.4. Comportamento Tensão-Deformação

Para toda tensão aplicada em uma rocha existe uma resposta proporcional em forma de deformação. Caso a rocha volte a sua condição inicial após a retirada da tensão aplicada, diz-se que a rocha sofreu uma deformação elástica. Adicionalmente, o comportamento linear elástico indica uma proporcionalidade linear entre a deformação sofrida e tensão aplicada. Já para o caso de uma deformação plástica, mesmo com a retirada das tensões ainda restam resquícios de deformação na rocha.

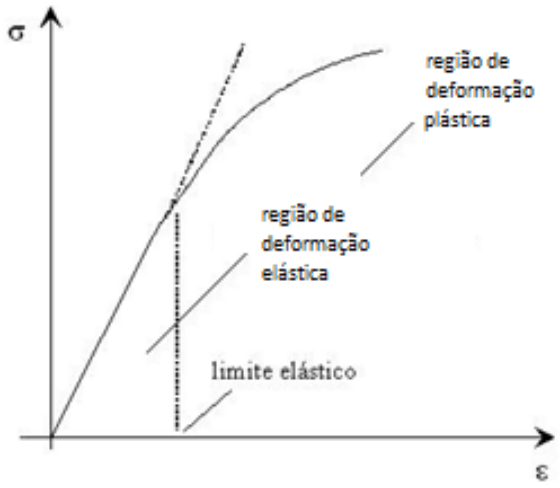


Figura 6 - Comportamento tensão-deformação de um sólido. Adaptado de ROCHA (2009).

Existem diversos tipos de ensaios feitos em laboratório com o intuito de quantificar as propriedades elásticas das rochas e para medir limites de resistência à compressão confinada e não confinada. O ensaio uniaxial consiste apenas na compressão da amostra através de uma força axial, enquanto que o ensaio triaxial consiste em adicionar forças confinantes nas laterais da amostra. A Figura 7 ilustra um ensaio uniaxial.

Neste trabalho será discutido apenas a teoria do ensaio triaxial, visto que o mesmo representa a situação de uma rocha em subsuperfície de forma mais acurada.

2.4.1. Efeito de *Poisson*

O Efeito de *Poisson* descreve o comportamento de um objeto sob tensão. Para o caso de compressão, a direção em que o material está sendo comprimido se tornará menor enquanto que as direções transversais se tornarão mais largas. Por exemplo, para o caso de uma amostra cilíndrica em um ensaio uniaxial, onde a amostra estaria apenas sobre tensão axial, a rocha teria o comportamento semelhante ao exibido na Figura 7.

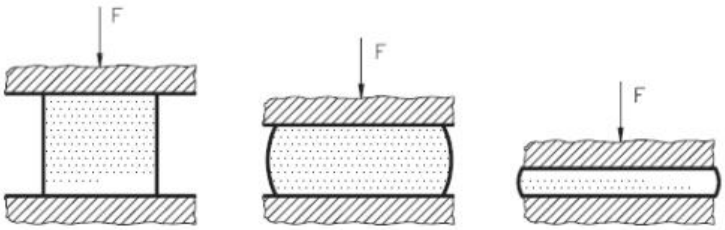


Figura 7 - Ilustração do Efeito de Poisson em um sólido elástico sob compressão. Adaptado de FERREIRA (2011).

2.4.2. Ensaio Triaxial

O ensaio triaxial consiste na aplicação de carregamentos axiais na amostra em conjunto com tensões confinantes, como pode ser visto na Figura 8. O ensaio consiste no aumento da tensão axial (σ_1) progressivamente até que o rompimento da rocha ocorra por cisalhamento.

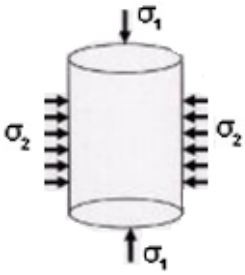


Figura 8 - Representação das tensões atuantes durante o ensaio triaxial. (Fonte: Adaptado de https://www.sp.se/en/index/services/rockmechanicaltesting/triaxial/Sidor/default.aspx)

A presença das tensões confinantes (σ_2) dificulta a ruptura da rocha, sendo necessária uma maior magnitude das tensões axiais. Isso acontece porque as tensões confinantes agem contra a tendência descrita pelo Efeito de *Poisson,* exigindo tensões maiores para se atingir a ruptura da rocha. Desta forma, pode-se afirmar que há um aumento da resistência da rocha com o aumento das tensões confinantes, como pode ser observado na Figura 9.

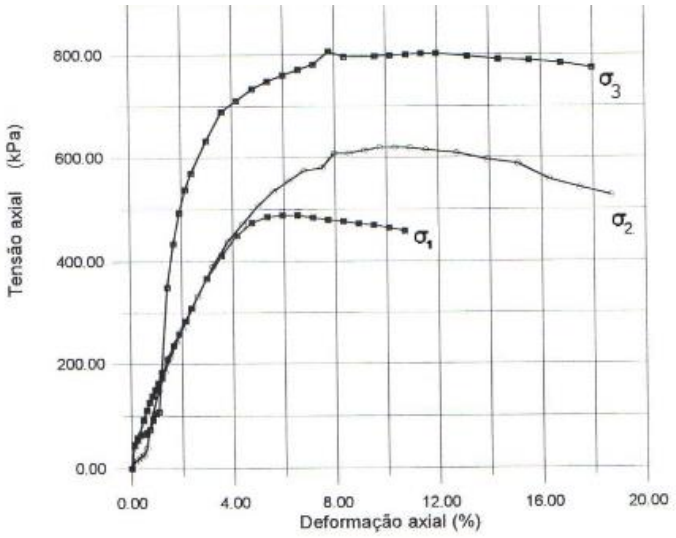


Figura 9 - Exemplo da influência da tensão confinante no ensaio triaxial, onde $\sigma_3 > \sigma_2 > \sigma_1$. (Fonte: http://www.ufjf.br/nugeo/files/2009/11/07-MS-Unidade-05-Resist%C3%AAncia-Parte-2-2013.pdf)

2.4.3. Rochas Frágeis e Rochas Dúcteis

As rochas frágeis exibem pouca deformação plástica antes da ruptura, se rompendo assim que a máxima tensão possível é atingida. Por outro lado, as rochas dúcteis suportam um valor substancial de deformação plástica antes de se romperem, não apresentando uma ruptura tão catastrófica quanto a ruptura frágil.

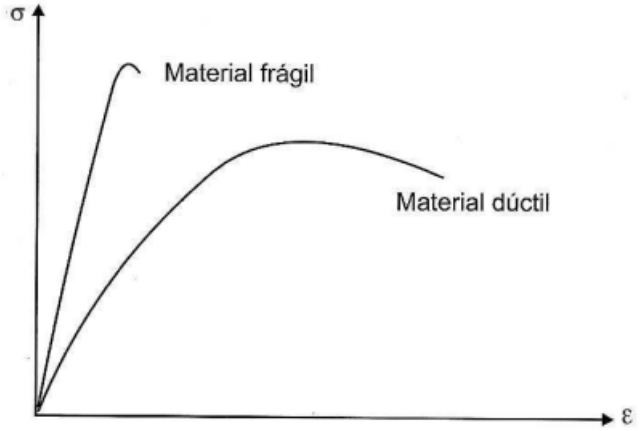


Figura 10 – Representação da curva tensão-deformação para uma rocha dúctil e uma rocha frágil. Adaptado de ROCHA (2009).

Ao se comparar rochas localizadas no subsolo, pode-se dizer que as rochas em profundidades mais rasas têm a tendência de apresentar um comportamento mais frágil do que as mais profundas, visto que estas últimas estão submetidas a maiores tensões de confinamento, tendendo a apresentar um comportamento dúctil (ROCHA, 2009).

2.5. Falha da Rocha

Quando uma rocha é submetida a tensões externas a mesma se deforma gerando tensões internas na tentativa de se atingir um novo equilíbrio. A ruptura da rocha pode ocorrer dependendo da magnitude das tensões externas sob a qual a rocha está submetida e das propriedades mecânicas da mesma (ROCHA, 2009). Durante a perfuração de poços é de interesse dos engenheiros conhecerem não apenas as tensões existentes na formação e poço, mas também o estado de tensões que pode levar à falha da rocha ocasionando problemas operacionais.

Por conseguinte, é importante se estabelecer um critério de ruptura, ou seja, uma equação que represente situações em que um estado de tensão pode levar à ruptura da rocha.

2.5.1. Falha por Cisalhamento

Quando a tensão cisalhante atinge o limite de resistência ao cisalhamento em algum plano da rocha, ocorre a falha por cisalhamento. Sendo assim, é importante conhecer esse limite de resistência para poder estimar quais são os estados de tensões que podem causar a falha.

Os resultados dos testes uniaxiais e triaxiais fornecem informações sobre a resistência das rochas que possibilitam o estabelecimento de um critério de ruptura.

2.5.2. Critério de *Mohr-Coulomb*

O critério de *Mohr-Coulomb* é vastamente utilizado na indústria do petróleo devido à sua simplicidade. O mesmo se baseia em círculos de *Mohr* que descrevem estados de tensão onde a falha da rocha tenha ocorrido, sendo definido pela reta tangente que toca estes círculos, conforme a Figura 11. Consequentemente, a reta vai representar um conjunto de estados críticos das tensões principais obtidas através de ensaios de ruptura. Logo, qualquer Círculo de *Mohr* que toque ou ultrapasse esta envoltória causará a falha da formação. Este trabalho utilizará o critério de *Mohr-Coulomb* como critério de falha.

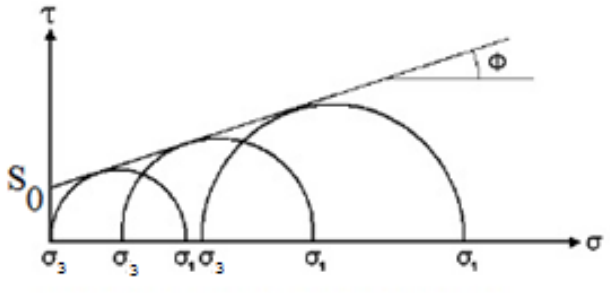


Figura 11 – Representação do critério de falha de Mohr-Coulomb, onde cada círculo representa um estado de tensão em que a falha ocorre. Adaptado de ROCHA (2009).

É importante se destacar que o critério de *Mohr-Coulomb* não considera a tensão principal média (σ_2), sendo por esse motivo um critério de falha mais conservador.

Na figura 11, o eixo das ordenadas representa as tensões cisalhantes enquanto o eixo das abscissas representa as tensões normais. Desta forma, a equação da reta tangente que define o critério de falha será:

$$\tau = S_0 + tg(\emptyset)\ x\ \sigma \qquad \textbf{(3)}$$

Onde:

$$\tau = tensão\ cisalhante$$

$$S_0 = coesão\ da\ rocha$$

$$\emptyset = ângulo\ de\ atrito\ interno$$

$$\sigma = tensão\ normal$$

Adicionalmente, é possível se representar o estado de tensões em função das tensões principais, plotando no espaço $\sigma_1 x \sigma_3$. Desta forma, o estado de tensão em termos destas tensões principais é representado por um ponto em vez de um círculo. O critério de escoamento ainda será descrito por uma reta.

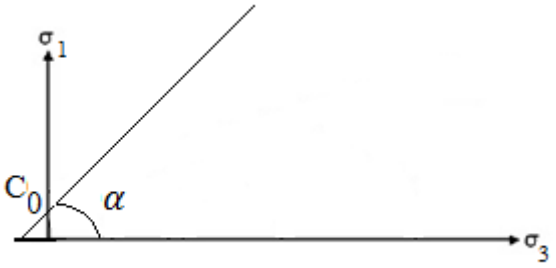


Figura 12 – Critério de ruptura de Mohr-Coulomb no espaço $\sigma_1 \; x \; \sigma_3$. Adaptado de ROCHA (2009).

A equação da reta acima pode ser descrita como:

$$\sigma_1 = C_0 + tg(\alpha) * \sigma_3 \qquad \textbf{(4)}$$

Onde:

$$C_0 = resistência \text{ à } compressão\ simples\ da\ rocha$$

$$\sigma_3 = tensão\ principal\ mínima$$

$$\sigma_1 = tensão\ principal\ máxima$$

Sendo que os parâmetros dos círculos e da reta se relacionam da seguinte forma:

$$C_0 = 2S_0 \frac{\cos(\emptyset)}{1 - sen(\emptyset)} \qquad \textbf{(5)}$$

$$tg(\emptyset) = \frac{1 + sen(\emptyset)}{1 - sen(\emptyset)} \qquad \textbf{(6)}$$

Ao se introduzir a equação (5) no critério de ruptura em função das tensões principais que se encontra na equação (4), teremos (ROCHA, 2009):

$$\sigma_1 = C_0 + \sigma_3 * tg^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\emptyset}{2}\right) \qquad \textbf{(7)}$$

2.5.3. Falha por Tração

A ruptura da formação por tração acontece quando a tensão se torna negativa na convenção da Mecânica das Rochas, tracionando a rocha até o ponto que a tensão supera a magnitude da resistência à tração da rocha, T_0.

A resistência à tração é uma propriedade característica da formação de difícil medição, sendo que muitas rochas apresentam baixos valores para este parâmetro. Além disso, a presença prévia de fraturas na rocha pode contribuir ainda mais para a fragilização da rocha em relação à esforços trativos. Desta forma, em alguns casos a resistência à tração da rocha é considerada como nula (ROCHA, 2009).

O critério que estipula o estado de tensão que causa a falha da rocha pode ser considerado, através da teoria de *Mohr-Coulomb*, como:

$$\sigma_3 = -T_0 \qquad \textbf{(8)}$$

Onde:

$$\sigma_3 = menor\ tensão\ principal$$
$$T_0 = resistência\ à\ tração\ da\ rocha$$

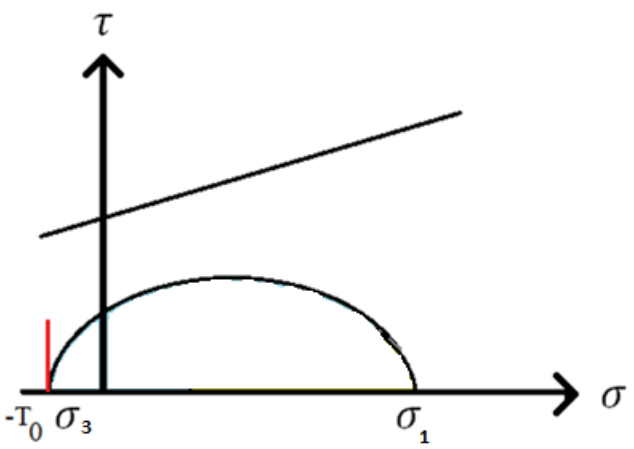


Figura 13 – Círculo de *Mohr* sofrendo ruptura por tração dada por um estado de tensão de tração.

Capítulo 3

Estabilidade de Poços

3.1. Tensões *in situ*

Um elemento de rocha em subsuperfície, não perturbado e em equilíbrio se encontra submetido a um estado de tensão. Este estado de tensões é composto por três tensões conhecidas como tensões *in situ*, sendo duas horizontais (σ_h sendo a tensão horizontal mínima e σ_H a tensão horizontal máxima) e uma vertical (σ_v). Ao se considerar o sistema de coordenadas encontrado na Figura 14, as tensões ali representadas são as tensões principais atuantes na formação.

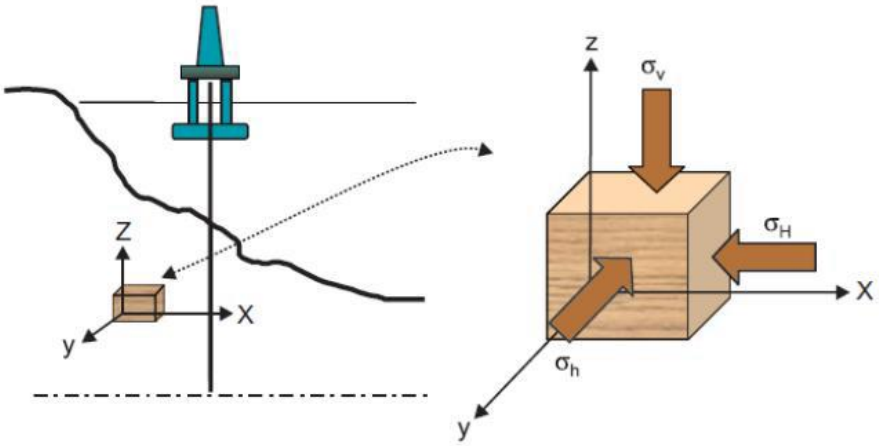


Figura 14 – Representação das tensões *in situ.* Adaptado de ROCHA (2009).

Neste caso específico, a tensão vertical σ_v é uma consequência do peso das camadas sobrejacentes ao elemento em questão. Desta forma, a tensão vertical σ_v geralmente é assumida igual à tensão de sobrecarga (σ_{ov}). Este carregamento vertical implicaria, normalmente, em uma deformação lateral da formação. Entretanto, os elementos vizinhos impossibilitam essa deformação do elemento, resultando no aparecimento das tensões *in situ* horizontais σ_h e σ_H. Estas tensões horizontais podem ou não ser iguais, dependendo de fatores como, por exemplo, o tectonismo na área e a anisotropia das propriedades da formação.

3.2. Geopressões

As geopressões são todas as pressões e tensões existentes no subsolo, e todas aquelas que são impostas às formações que podem, inclusive, levar à falha da rocha (ROCHA, 2009). O conhecimento das geopressões é essencial para se garantir a possibilidade de perfurar um poço estável e assentar as colunas de revestimento de maneira segura e eficaz. Sendo assim, serão apresentadas e brevemente discutidas as pressões de poros, sobrecarga, colapso e fratura.

3.2.1. Pressão de Poros e Tensão Efetiva

A pressão de poros, também chamada de pressão da formação, é a pressão exercida pelo fluido que se encontra nos poros das formações. Consequentemente, a magnitude da pressão de poros está diretamente relacionada com a massa específica do fluido da formação.

A pressão de poros atuando em todas as direções dentro da rocha ajuda a aliviar e suportar grande parte das tensões aplicadas na formação, como pode ser visto na Figura 15. Desta forma, a tensão que afeta a matriz da rocha e controla a deformação da mesma é chamada de tensão efetiva e pode ser definida como:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \qquad \textbf{(9)}$$

Onde:

$$\sigma' = tensão\ efetiva$$

$$\sigma = tensão\ total$$

$$\alpha = coeficiente\ de\ Biot$$

$$P_p = pressão\ de\ poros$$

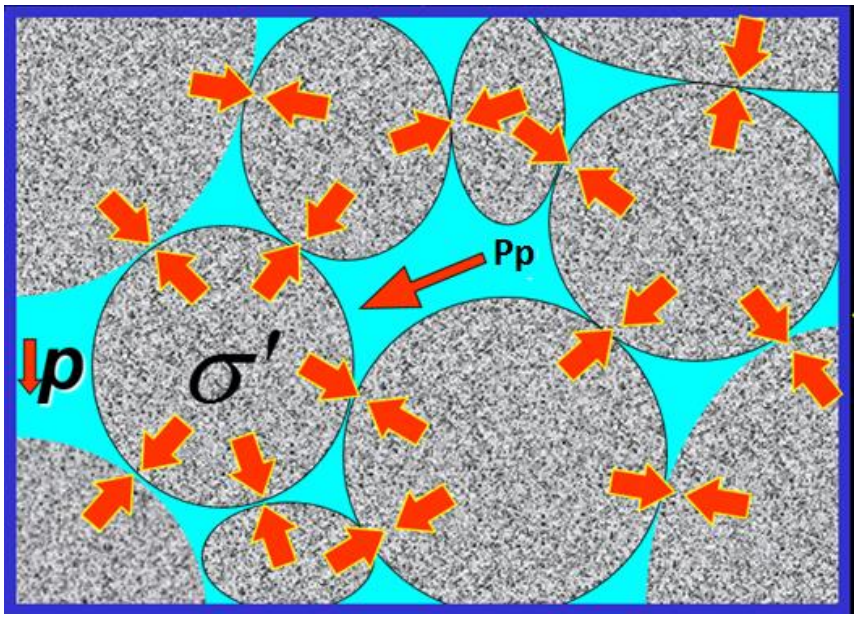


Figura 15 – Representação da tensão efetiva em uma rocha porosa. Adaptado de GONÇALVES (2008).

3.2.2. Tensão de Sobrecarga

A tensão de sobrecarga é a tensão resultante do peso de todas as camadas sobrepostas ao elemento em questão, levando em consideração tanto fluido quanto sólido. A curva desta tensão é calculada através da integral do perfil de densidade obtido através de testemunhos e outros tipos de testes realizados durante a perfuração, conforme a equação (10).

$$\sigma_{ov} = \int_0^Z \rho g dD \qquad \textbf{(10)}$$

Onde:

$$\sigma_{ov} = tensão\ de\ sobrecarga$$

$$\rho = massa\ específica\ das\ camadas\ sobrepostas$$

$$g = constante\ gravitacional$$

$$Z = profundidade\ desejada$$

$$dD = variação\ de\ profundidade$$

3.2.3. Gradientes de Pressão

O gradiente de pressão é definido como a razão entre a pressão e sua profundidade de atuação, geralmente expressa em psi/ft ou psi/m. Contudo, é comum se expressar os gradientes em unidades de massa específica para permitir a comparação direta com o peso de fluido utilizado. Sendo assim, o gradiente pode ser expresso por:

$$\mathrm{G} = \frac{P}{C\ x\ D} \qquad \textbf{(11)}$$

Onde:

$$G = gradiente\ de\ pressão$$

$$P = pressão$$

$$D = profundidade\ vertical$$

$$C = constante\ de\ conversão\ de\ unidades$$

3.2.3.1. Gradiente de Sobrecarga

Um elemento de rocha em subsolo se encontra submetido à uma tensão de sobrecarga, exercida pelo somatório do peso de todas as camadas sobrepostas a este elemento conforme definido anteriormente.

O gradiente de sobrecarga a certa profundidade pode ser definido como a relação entre a tensão de sobrecarga e a profundidade em que a mesma se encontra, de acordo com a equação (12). O intuito do cálculo do gradiente é possibilitar a comparação das pressões e tensões ao longo do poço com o peso de fluido utilizado no processo de perfuração através da equivalência das unidades.

$$G_{ov} = \frac{\sigma_{ov}}{C * D} \qquad \textbf{(12)}$$

Onde:

$$G_{ov} = gradiente\ de\ sobrecarga$$

$$C = constante\ de\ conversão\ de\ unidades$$

$$D = profundidade\ vertical$$

Como a constante gravitacional e a profundidade vertical são conhecidos, a informação da massa específica das camadas sobrepostas se torna necessária para calcular o gradiente de sobrecarga através da equação (12). Existem diferentes métodos diretos e indiretos para se obter esta informação.

Entre os métodos diretos podem ser destacados a testemunhagem e o perfil de densidade. O primeiro método baseia-se na obtenção de uma amostra real da rocha de subsuperfície, possibilitando a análise e utilização de correlações matemáticas para se definir a distribuição da massa específica na formação. Esse método é oneroso e, em alguns casos, difícil de ser analisado, uma vez que o testemunho da formação pode não ser recuperado integralmente. Já os perfis de densidade têm como objetivo a obtenção da densidade da formação através da utilização de uma ferramenta que percorre o interior do poço, conectada na parede do poço (ROCHA, 2009).

Os métodos indiretos consistem em correlações matemáticas dependentes de perfis comumente corridos no poço como, por exemplo, o perfil sônico, calculando a massa específica através de dados como a porosidade das rochas.

3.2.3.2. Gradiente de Pressão de Poros

É importante conhecer a pressão de poros para determinar o peso de fluido de perfuração que será utilizado, evitando problemas como o *kick*, que pode ocorrer ao se utilizar um peso de fluido menor que a pressão de poros, por exemplo. Por outro lado, uma pressão dentro do poço muito maior do que a pressão de poros pode acarretar na prisão da coluna, fenômeno este conhecido como prisão por diferencial de pressão.

Os problemas operacionais referidos podem levar a grandes perdas de tempo e, consequentemente, de dinheiro. Além disso, o *kick* pode fugir do controle e atingir a superfície, causando o *blowout* que tem consequências desastrosas. Por conseguinte, é crucial que se tenha bom conhecimento da pressão de poros e o comportamento da mesma pela formação para que se seja possível uma perfuração segura.

Analogamente ao gradiente de sobrecarga, é necessário se definir o gradiente de pressão de poros em função da profundidade e pressão de poros para ser possível a comparação com o peso de fluido de perfuração utilizado. Segundo ROCHA (2009), o gradiente de pressão de poros pode ser definido conforme a equação (13).

$$G_{poros} = \frac{P_{poros}}{C * D_{topo}} \quad \textbf{(13)}$$

Onde:

$$G_{poros} = gradiente\ de\ pressão\ de\ poros$$

$$C = constante\ de\ conversão\ de\ unidades$$

$$D_{topo} = profundidade\ vertical\ em\ relação\ ao\ topo\ da\ formação$$

Complementarmente, os gradientes de pressão de poros podem ser classificados conforme a Tabela 1. O gradiente pode ser considerado normal quando seu valor em uma profundidade é igual ao da pressão exercida por uma coluna hidrostática de fluido de formação, sendo função apenas da altura da coluna de fluido e de sua própria massa específica (ROCHA, 2009). Os gradientes anormais são assim classificados quando a medição para determinada profundidade de atuação difere do nível de referência esperado.

Tabela 1 – Classificação dos gradientes de pressão de poros. Adaptado de ROCHA (2009).

Classificação	Condição	Valores comuns (lb/gal)
Anormalmente Baixo	Pressão de Poros < Pressão Hidrostática	Gp < 8,5
Normal	Pressão de Poros = Pressão Hidrostática	8,5 < Gp < 9,0
Anormalmente Alto ou Sobrepressão	Pressão Hidrostática < Pressão de Poros < 90% da Pressão de Sobrecarga	9,1 < Gp < 90% do Gov
Alta Sobrepressão	Pressão de Poros > 90% da Pressão de Sobrecarga	Gp > 90% Gov

Consequentemente, é de suma importância conhecer o comportamento da pressão de poros em toda a extensão da formação, uma vez que a entrada em uma área de pressão anormal inesperada pode aumentar a probabilidade de imprevistos durante a perfuração.

Existem diversos fatores que podem contribuir para uma pressão de poros anormal. As pressões anormalmente altas costumam ser oriundas de subcompactações, movimentos tectônicos, expansão de fluidos por diferentes motivos, entre outros. Pressões de poros anormalmente baixas são raramente encontradas em campos exploratórios, ocorrendo por motivos como a própria depleção de pressão causada pela produção do reservatório.

A Figura 16 representa um exemplo de subcompactação através da análise da tendência do perfil sônico obtido.

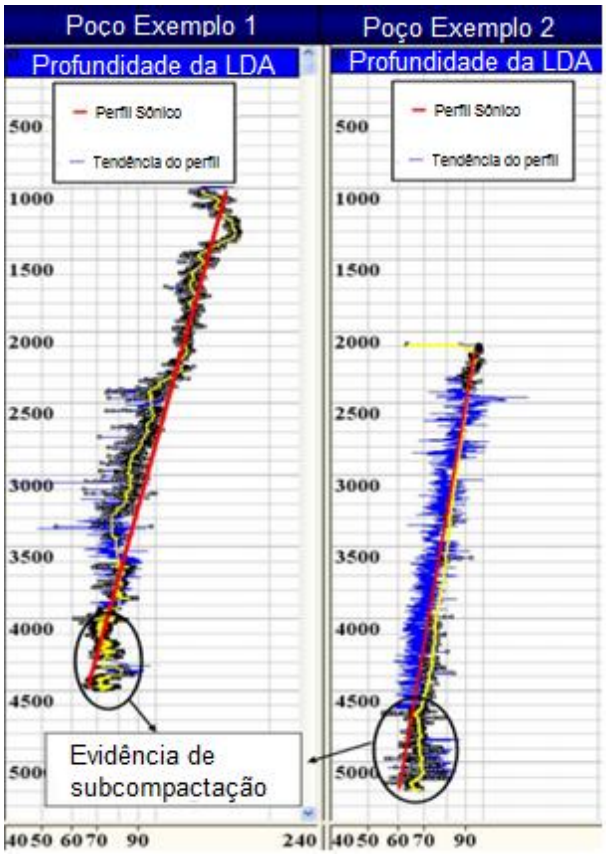


Figura 16 – Exemplo de subcompactação através da análise do perfil sônico de um poço no Brasil. Adaptado de FREIRE (2010).

A partir da profundidade de aproximadamente 4000 metros para o poço da esquerda e de 4500 metros para o poço da direita, é observado um aumento maior do que o esperado na magnitude dos valores obtidos pelo perfil sônico. Esse aumento no perfil sônico indica uma diminuição inesperada da porosidade com a profundidade, representando a entrada em um trecho subcompactado e anormalmente pressurizado.

Os métodos utilizados para a medição da pressão de poros dependem da permeabilidade da formação. Para as formações impermeáveis são utilizados métodos indiretos enquanto que, para as formações permeáveis, são utilizados os métodos diretos. Enquanto os métodos diretos se baseiam no uso de ferramentas para realizar as medições, os indiretos utilizam perfis elétricos, dados de velocidades sísmicas ou outros parâmetros para as medições.

Para se obter a informação da pressão de poros em formações permeáveis são utilizados diferentes testes, sendo os mais comuns o Teste de Formação, o *Repeated Formation Teste (*RFT) e o *Formation Pressure While Drilling* (FPWD). É importante se destacar que todos os testes mencionados fornecem medidas pontuais da pressão de poros, sendo esta uma grande desvantagem, dado que é benéfico conhecer a distribuição da pressão de poros por toda a profundidade da formação. Portanto, os

resultados dos testes diretos são utilizados como pontos de calibração para os métodos indiretos.

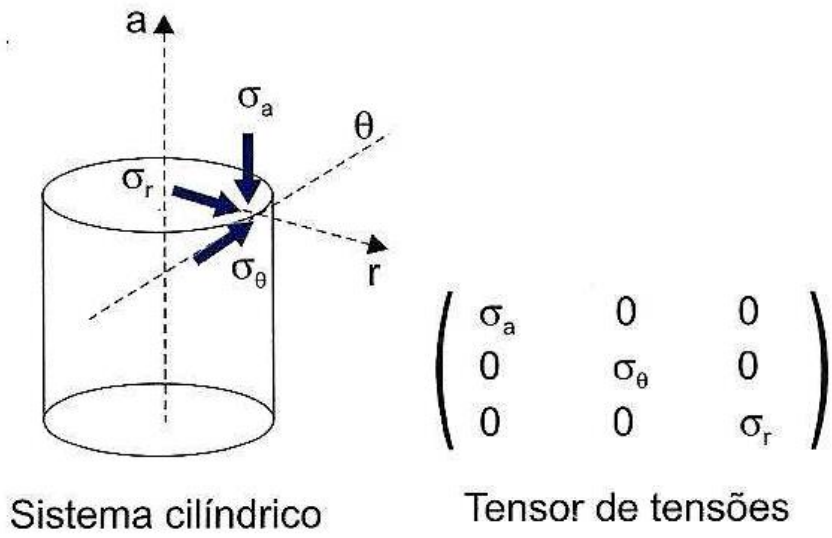
Os métodos indiretos são normalmente utilizados em formações impermeáveis, principalmente folhelhos. Os mesmos se baseiam em perfis elétricos, dados de velocidades sísmicas e outros parâmetros que possam fornecer informações sobre a porosidade da formação. A porosidade da formação permite a análise da tendência de compactação em função da profundidade. Posteriormente, são utilizadas correlações matemáticas que permitem a estimativa da pressão de poros em função da tendência de compactação da formação e outros parâmetros.

3.3. Tensões ao redor do poço

Conforme já mencionado anteriormente, as formações em subsuperfície estão sempre submetidas a um estado de tensões *in situ*. Sendo assim, a perfuração de um poço causa uma perturbação neste estado de tensões nos arredores do poço e em suas vizinhanças. O fluido de perfuração tem como objetivo restaurar este equilíbrio de tensões, tentando estabilizar as paredes do poço através da reintegração do volume retirado. Entretanto, apenas a presença do fluido de perfuração não é o suficiente para recompor o estado de tensões original da formação, sendo inevitável uma concentração de tensões ao redor do poço (ROCHA, 2009).

Grandes concentrações de tensão ao redor do poço podem causar consequências como a ruptura da rocha, colapso do poço e outros problemas operacionais. Desta forma, o estabelecimento destas tensões é de suma importância apesar da complexidade envolvida no processo de cálculo das mesmas.

Primeiramente, é necessário se conhecer as tensões *in situ* atuantes na formação. Em seguida, deve-se estipular um sistema de coordenadas conveniente, sendo este geralmente cilíndrico. Este sistema possibilita uma descrição completa do estado de tensões nos arredores do poço através da identificação das tensões em três planos ortogonais. Finalmente, as tensões normais que atuam na parede de um poço são as tensões tangencial (*hoop stress*), radial e axial, conforme a Figura 17.



$$\begin{pmatrix} \sigma_a & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_\theta & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_r \end{pmatrix}$$

Figura 17 – Representação do estado de tensões em coordenadas ciíndricas. Adaptado de ROCHA (2009).

3.3.1. Tensão Tangencial – *Hoop Stress*

Durante o processo de perfuração o equilíbrio da rocha só é restaurado devido à uma concentração de tensões tangenciais ao redor do poço. No caso de um ambiente anisotrópico, onde as tensões horizontais *in situ* são diferentes, as tensões tangenciais nos arredores do poço não serão uniformes. Adicionalmente, a distribuição destas tensões também varia em função da direção do poço.

3.3.2. Tensão Radial

O preenchimento do poço com o fluido de perfuração gera uma pressão contra as paredes do poço, originando as chamadas tensões radiais. Estas tensões têm a mesma magnitude da pressão hidrostática ocasionada pelo fluido de perfuração, sendo responsáveis por repor parte do suporte que havia na rocha antes da perfuração em uma tentativa de estabilizar as paredes do poço e, consequentemente, reduzir as tensões tangenciais geradas.

3.3.3. Tensão Axial

A tensão axial atua paralelamente ao eixo do poço e é função de fatores como as propriedades da rocha, das tensões *in situ* e da geometria do poço.

3.3.4. Estado de Tensão Triaxial ao Longo da Parede do Poço

A magnitude das tensões mencionadas pode variar de acordo com a posição ao redor da parede do poço, dependendo de diversas variáveis tais como o alinhamento do poço em relação às tensões *in situ*, a magnitude das mesmas e geometria do furo.

A Figura 18 representa a variação das tensões ao redor do poço em função da distância do centro para o caso de um poço vertical. É visível que as tensões, ao se afastar do poço, tendem novamente para os valores das tensões *in situ*. Isso acontece porque as perturbações causadas pela perfuração e a própria presença do poço na formação são amenizadas até voltarem à normalidade conforme se afasta do poço.

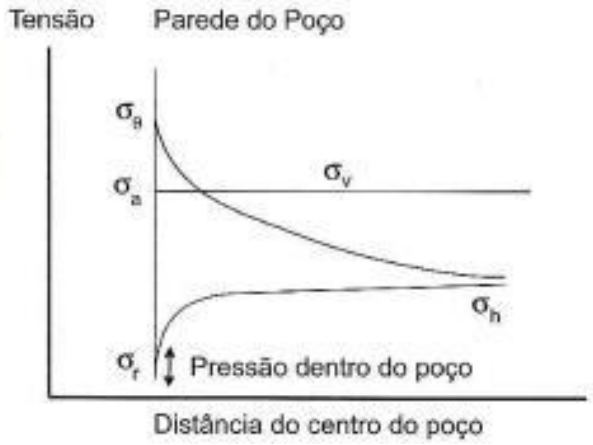


Figura 18 – Variação da magnitude das tensões em função da distância em relação à parede do poço. Adaptado de ROCHA (2009).

Existem alguns pontos importantes à serem observados neste gráfico:

- A tensão tangencial (*hoop stress),* na maior parte dos casos, é a maior tensão principal (σ_1)
- A tensão radial, na maior parte dos casos, é a menor tensão principal (σ_3)
- O maior diferencial de tensões ocorre na parede do poço. Como visto anteriormente, quanto maior a diferença entre a maior e menor tensão principal, maior será o raio do círculo de *Mohr*, aumentando a possibilidade de falha.

3.3.5. Determinação das Tensões na Parede de um Poço

A utilização dos critérios de ruptura depende diretamente das tensões na parede do poço. Entretanto, dependendo da direção do poço e de parâmetros como as tensões

in situ, a determinação das tensões ao redor do poço através de uma análise linear-elástica pode se tornar um processo complexo (ROCHA, 2009).

Neste trabalho serão consideradas algumas simplificações que ainda podem obter estimativas com uma boa representativade dos poços estudados, tais como: Os poços são verticais; a formação tem tensões horizontais anisotrópicas ($\sigma_H > \sigma_h$) e a direção para que o ângulo θ seja igual a 0 é paralela a σ_H. Desta forma, as tensões na parede do poço se tornam:

$$\sigma_r = P_w \quad \textbf{(14)}$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h)cos2\theta - P_w \quad \textbf{(15)}$$

$$\sigma_a = \sigma_v - 2v(\sigma_H - \sigma_h)cos2\theta \quad \textbf{(16)}$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta a} = \tau_{ra} = 0 \quad \textbf{(17)}$$

Visto que todas as tensões cisalhantes são nulas, pode-se considerar σ_r, σ_a e σ_θ como as tensões principais. Pela equação (15), é notável que a tensão tangencial é diretamente afetada tanto pela magnitude das tensões *in situ* horizontais quanto pelo peso de fluido. O aumento do peso de fluido ocasiona a diminuição da tensão tangencial e a dimininuição do peso de fluido causa o aumento da tensão tangencial.

É importante também se observar pela mesma equação que a maior tensão tangencial se localiza no azimute da menor tensão horizontal *in situ.*

3.4. Gradiente de Colapso

O gradiente de colapso é calculado através da pressão de colapso. Esta, por sua vez, determina a pressão em que a parede do poço falhará por cisalhamento. O colapso do poço pode ocorrer devido à utilização de um peso excessivo de fluido de perfuração (colapso superior) ou devido a um peso insuficiente de fluido de perfuração (colapso inferior).

O mecanismo de falha por colapso da parede de um poço é muito semelhante ao que acontece em um teste triaxial ao se considerar um elemento de rocha colado na parede do poço e as tensões atuantes ao seu redor (ROCHA, 2009). Similarmente ao ensaio já discutido, as rochas da parede do poço se deformam devido ao estado de tensão existente, causando a deformação do diâmetro do poço ou o rompimento da rocha.

O caso onde a rocha atinge grandes magnitudes de deformação pode ser visto, normalmente, nas rochas dúcteis. Já os casos onde há o rompimento da rocha são

normalmente associados às rochas frágeis, causando a precipitação destes pedaços da formação que se romperam. A Figura 19 mostra que ambos os casos podem resultar em problemas operacionais para a perfuração, sendo que os mesmos já foram discutidos anteriormente.

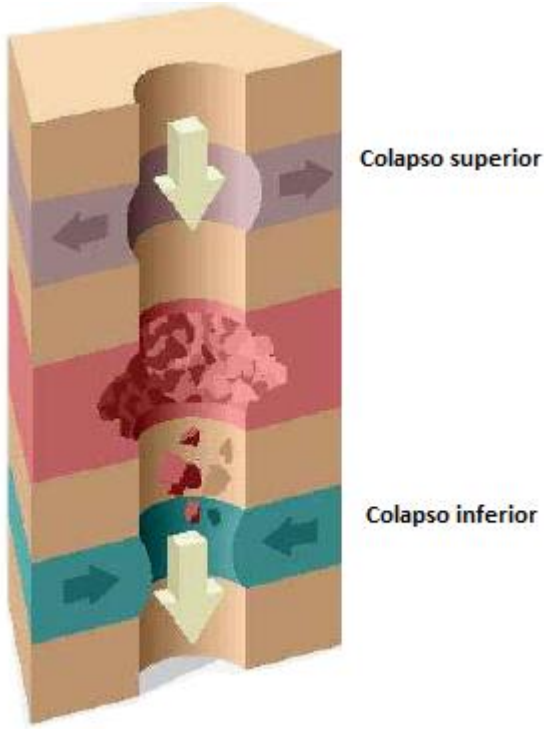


Figura 19 – Alguns tipos de instabilidade de poços de petróleo. Adaptado de RODRIGUES (2007).

Neste trabalho será descrito apenas o caso do colapso inferior, dado que é muito mais provável que o poço sofra uma falha por tração antes de sofrer uma por compressão no caso do aumento do peso de fluido. Isso se deve ao fato de que, na grande maioria dos casos, o círculo de *Mohr* atingirá a resistência à tração da rocha antes de cortar a envoltória de ruptura, como exemplificado na Figura 20. A falha por tração será discutida mais a frente neste trabalho.

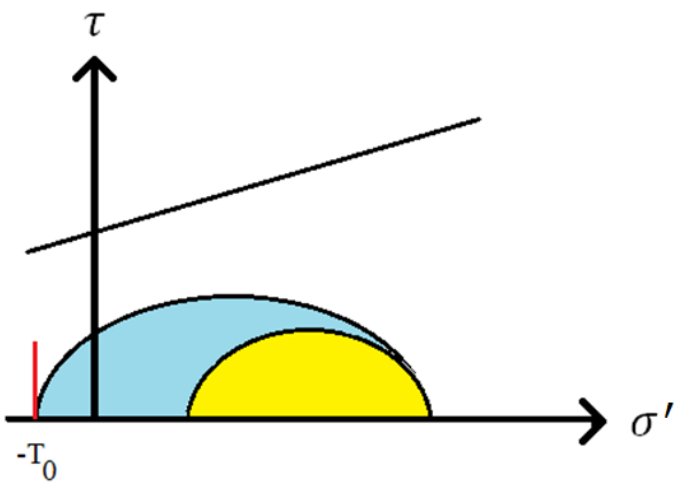


Figura 20 – Exemplo de poço onde ocorreu a falha por tração devido ao aumento do peso de fluido.

3.4.1. Colapso Inferior

No raciocínio a seguir será considerado um poço vertical e com sistema de coordenadas cilíndricas, conforme descrito anteriormente na determinação das tensões ao redor do poço. O poço, inicialmente estável, é representado pelos círculos de Mohr distantes da envoltória de ruptura, como pode ser visto na Figura 21. Nesta figura, o ponto B representa o ponto na parede do poço que se encontra no azimute da maior tensão horizontal *in situ* enquanto o ponto A representa o ponto na parede do poço no da menor tensão horizontal *in situ*.

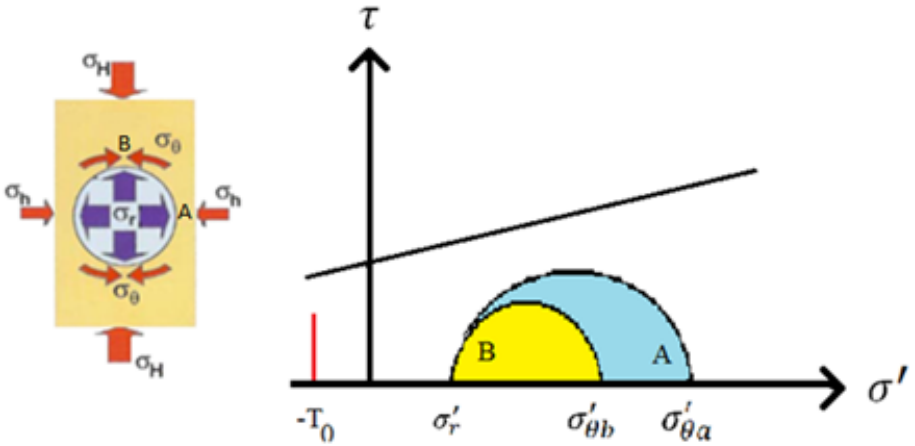


Figura 21 – Círculo de *Mohr* representando um poço estável. Adaptado de ROCHA (2009).

Uma vez que a tensão radial é ditada pela pressão hidrostática exercida pelo fluido, a redução do peso do mesmo causa uma redução direta na tensão radial e

consequente aumento das tensões tangenciais ao redor do poço, conforme explicado anteriormente na equação (15).

Pode-se chegar a um ponto onde a diminuição do fluido foi suficiente para causar um crescimento dos círculos de *Mohr* até o ponto em que um dos círculos toca a envoltória de ruptura, levando à falha da rocha por cisalhamento como pode ser observado na Figura 22. Neste momento ocorre a falha por colapso inferior.

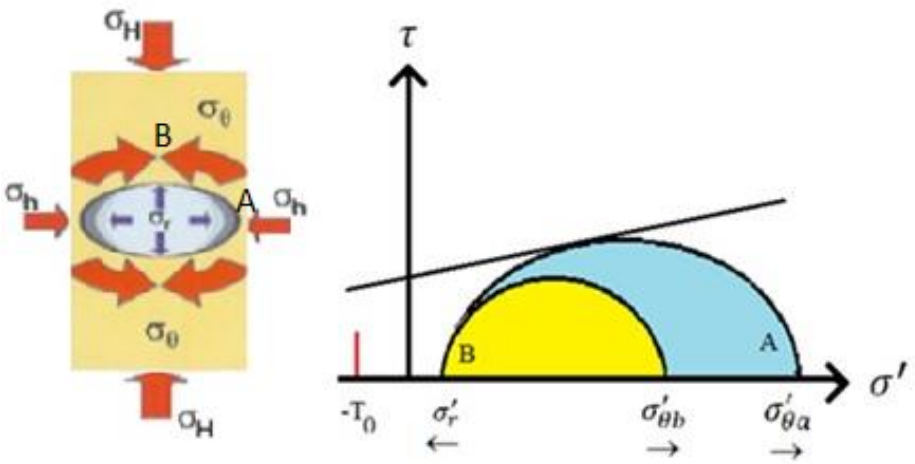


Figura 22 – O círculo de *Mohr* está tocando a envoltória de ruptura, ocasionando a falha por cisalhamento da parede do poço no ponto A. Adaptado de ROCHA (2009).

A Figura 22 evidencia que a falha por colapso inferior se dará na direção da menor tensão horizontal *in situ*, visto que o círculo de *Mohr* do ponto A é o primeiro a tocar na envoltória de ruptura. A forma elíptica na imagem é conhecida como *break-out*, que são zonas de desmoronamento e ruptura por cisalhamento em lados opostos do poço, além da visível ovalização do poço.

Apesar das complicações operacionais que a falha por cisalhamento pode provocar devido à diminuição do peso de fluido, é possível retirar algumas informações sobre as tensões *in situ* horizontais através da observação da geometria do poço quando a mesma ocorre. Pela Figura 22 é possível perceber que o *break-out* causa uma ovalização do poço na direção da menor tensão horizontal *in situ.* Este fato permite estimar a direção das tensões horizontais *in situ* através da análise da direção do *break-out*.

A análise do caso descrito pode mostrar que a falha por cisalhamento ocorrerá devido a um grande diferencial entre as tensões, e não devido à magnitude das mesmas (ROCHA, 2009). Assim, para se manter um poço estável, o peso do fluido de perfuração deve ser controlado de forma que esses grandes diferenciais sejam evitados. Este raciocínio está exemplificado na Figura 23. É importante notar que esse racicíonio é

válido para qualquer tipo de falha que aconteça no poço, seja ele pelo aumento ou diminuição do peso de fluido ou que a formação falhe devido às tensões compressivas ou trativas.

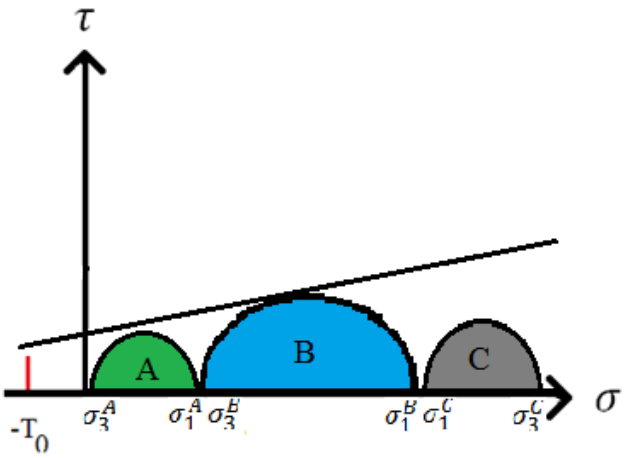


Figura 23 – Os círculos de *Mohr* A e C têm, respectivamente, magnitudes de tensão menores e maiores do que o círculo de *Mohr* B. Entretanto, a falha ocorre apenas no caso B devido ao grande diferencial de tensões.

3.4.2. Estimativa do Gradiente de Colapso

A estimativa do gradiente de colapso pode ser problemática, dado que é necessário um maior conhecimento do comportamento mecânico das rochas no subsolo (ROCHA, 2009). Aliado com este conhecimento, o estabelecimento do estado de tensões pode ser utilizado para se estimar a falha por colapso através de algumas correlações.

É importante destacar que algumas aproximações feitas nos cálculos podem fornecer resultados que não representam a realidade de forma fidedigna. Outra desvantagem é a necessidade de muitas informações para estimar as tensões ao redor do poço com precisão.

3.5. Gradiente de Fratura

Tanto o aumento quanto a diminuição da pressão dentro do poço podem fazer com que as tensões na rocha parem de comprimir o elemento e comecem a tracioná-lo (ROCHA, 2009). Quando a tensão exercida na formação atinge o valor de resistência à tração da rocha, tem-se início a fratura da formação ao redor do poço. A falha por tração pode levar ao desmoronamento da parede do poço ou à fratura da rocha com consequente perda de fluido de perfuração para a formação.

Analogamente ao gradiente de colapso, a fratura causada por um aumento do peso de fluido é chamada de fratura superior e, quando a mesma é causada pela diminuição do peso de fluido, de fratura inferior.

Desta forma, serão exemplificados a seguir o procedimento de alteração do peso de fluido e como o mesmo influencia o círculo de Mohr através da consequente alteração nas tensões ao redor do poço. Será tomado como base um poço vertical em uma condição de bacia normal, sendo assim a sobrecarga a maior tensão *in situ* ($\sigma_v = \sigma_1$) e a menor tensão a menor tensão horizontal *in situ* ($\sigma_h = \sigma_3$). Consequentemente, ao se converter o sistema de coordenadas para o cilíndrico, teremos o cenário discutido anteriormente para a falha por colapso, onde a maior tensão principal será o *hoop stress* e a menor tensão principal será a tensão radial.

Entretanto, para que aconteça a falha da rocha por fratura inferior, a perfuração deve ser realizada utilizando-se o procedimento de *underbalance*, que consiste na utilização de um peso de fluido que exerça uma pressão hidrostática menor que a pressão exercida pela pressão de poros. Visto que esta prática não foi utilizada em nenhum poço deste estudo, a possibilidade de uma falha por fratura inferior foi descartada. Por conseguinte, será discutida apenas o mecanismo de fratura superior.

3.5.1. Fratura Superior

Ao se considerar um poço com a geometria e sistema de coordenadas anteriormente mencionados e preenchido com fluido de perfuração, pode-se analisar dois elementos distintos A e B na parede do poço utilizando o Círculo de *Mohr.* A análise de um poço estável pode ser vista na Figura 24, onde os círculos de *Mohr* não tocam nem na envoltória de ruptura, nem na resistência à tração da rocha.

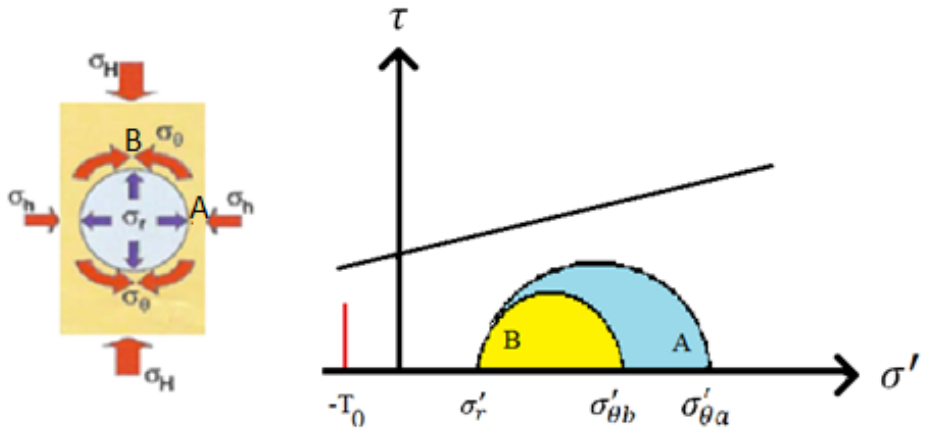


Figura 24 – Círculo de *Mohr* representando um poço estável. Adaptado de ROCHA (2009).

Posteriormente, foi considerado que um aumento do peso do fluido foi efetuado. Este aumento do peso afetará diretamente a tensão radial do poço, aumentando sua magnitude. Conforme discutido anteriormente, este aumento da tensão radial causará a diminuição das tensões tangenciais ao redor do poço, incluindo nos pontos A e B.

Na Figura 25, com o aumento do peso de fluido, pode ser observado que a tensão tangencial no ponto B, que antes era uma tensão de compressão, está agindo agora tracionando o ponto B. Todavia, o aumento do peso de fluido não foi o suficiente para fazer com que o círculo de *Mohr* que representa o ponto B alcançasse o valor de resistência à tração da rocha. Sendo assim, a rocha ainda não se encontra em um estado crítico de falha.

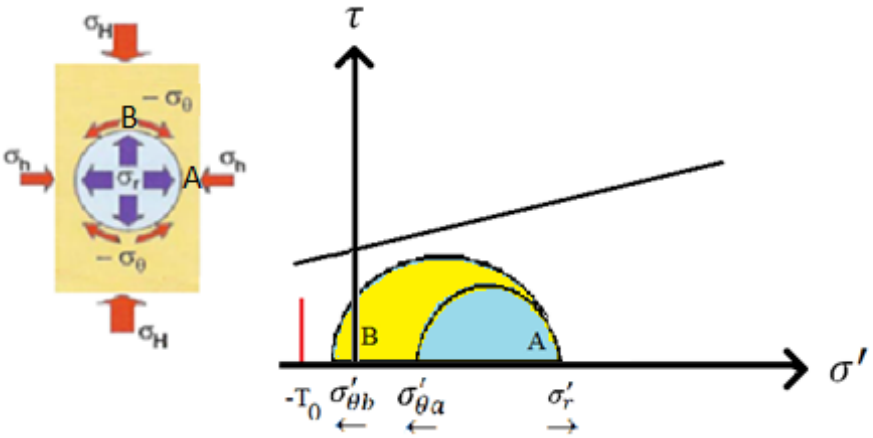


Figura 25 – Inversão dos círculos de *Mohr* devido ao aumento do peso de fluido. Adaptado de ROCHA (2009).

Ao se aumentar mais ainda o peso de fluido, a inversão da tensão tangencial de compressão para tração, dependendo do nível de aumento do peso de fluido, pode ocasionar a fratura da formação no momento que a tensão tangencial atingir o valor da resistência à tração da rocha, como representado na Figura 26.

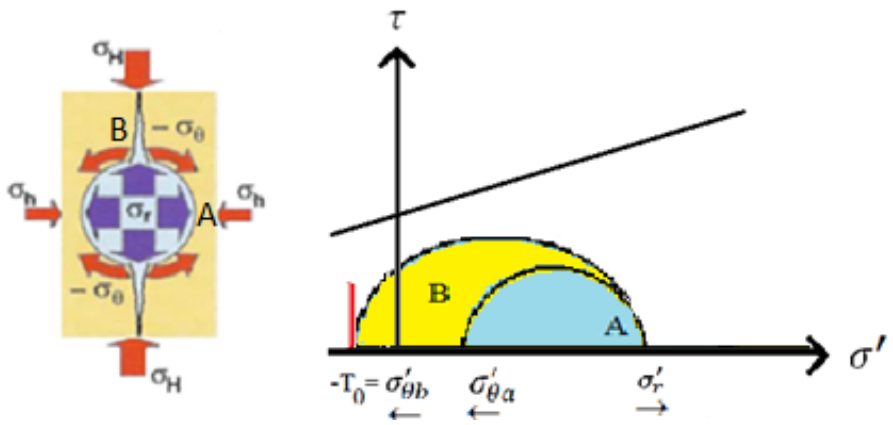


Figura 26 - $\sigma'_{\theta b}$ atinge a resistência à tração da rocha, levando à fratura superior da formação no ponto B. Adaptado de ROCHA (2009).

A Figura 26 também demonstra a direção da propagação da fratura criada, que se propaga paralelamente à maior tensão horizontal *in* situ. É importante perceber que a falha da rocha aconteceu neste caso devido à um grande diferencial de pressão entre a tensão radial e a tensão tangencial no ponto B, sendo crucial controlar o peso de fluido durante a perfuração do poço com o intuito de se evitar esses grandes diferencias de pressão.

Adicionalmente, também é interessante notar que a menor tensão horizontal *in situ* age contra o aumento da largura da fratura. Consequentemente, dado que a fratura da rocha já aconteceu, o limite superior do peso de fluido deverá se basear na magnitude da menor tensão horizontal *in situ* para determinada profundidade. Isso acontece porque uma vez que o peso de fluido supere esse valor, é provável que a fratura se reabra, podendo trazer consequências negativas como a perda de fluido de perfuração para a formação.

3.5.2. Estimativa do Gradiente de Fratura – Métodos Diretos

A estimativa do gradiente de fratura da formação pode ser realizada através de testes que consistem em pressurizar controladamente o fluido de perfuração dentro do poço. Estes testes podem fornecer estimativas representativas como, por exemplo, da pressão de absorção e da menor tensão horizontal *in situ.* Dentre os métodos diretos pode-se citar:

1. *Leak Off Test* (LOT)
2. Teste de Integridade da formação (FIT)
3. *Extended Leak Off Test* (ELOT)

Apesar destes testes representarem uma possibilidade de se obter valores potencialmente reais e confiáveis, os mesmos podem ser caros devido ao tempo de sonda requerido para efetuá-los. Desta forma, estes testes nem sempre são realizados.

Além dos testes mencionados existem os testes de calibração, que são realizados antes de operações de fraturamento hidráulico com o intuito de se obter informações complementares da formação que será fraturada. Os mesmos são caracterizados por um período de injeção de fluido na formação durante um maior intervalo de tempo, seguido pela parada de bombeio onde se registra a vazão e a pressão durante e após o processo de bombeio de fluido.

Uma vez parado o bombeio, a análise do declínio da pressão pode fornecer algumas estimativas de parâmetros, entre elas a menor tensão horizontal *in situ*. Entre os testes de calibração, serão citados os seguintes:

1. Teste de Injetividade (*Injectivity Test* - IT)
2. *Step Rate Test* (SRT)
3. Teste de Minifraturamento

3.5.2.1. *Leakoff Test* – LOT

O Teste de Absorção Clássico (*Leak off test* – LOT) tem como principal objetivo avaliar a integridade da formação durante a perfuração com o intuito de se descobrir qual o gradiente máximo de pressão que o poço pode ser submetido sem que ocorra perda de circulação. Geralmente o mesmo é feito logo após o assentamento de uma nova sapata. Além disso, este teste também fornece uma estimativa da magnitude da menor tensão horizontal *in situ* através do valor da pressão de absorção obtida.

O LOT consiste na injeção de fluido até o momento em que a pressão exercida pelo mesmo seja o suficiente para causar a abertura das fissuras preexistentes na rocha, pressão esta também conhecida como pressão de absorção (*Leak-off Pressure* – LOP). Após se atingir este valor, o bombeamento de fluido é interrompido. Este valor da LOP muitas vezes é utilizado como uma aproximação para a menor tensão horizontal *in situ* pela falta de uma estimativa mais precisa. O LOT está ilustrado na Figura 27.

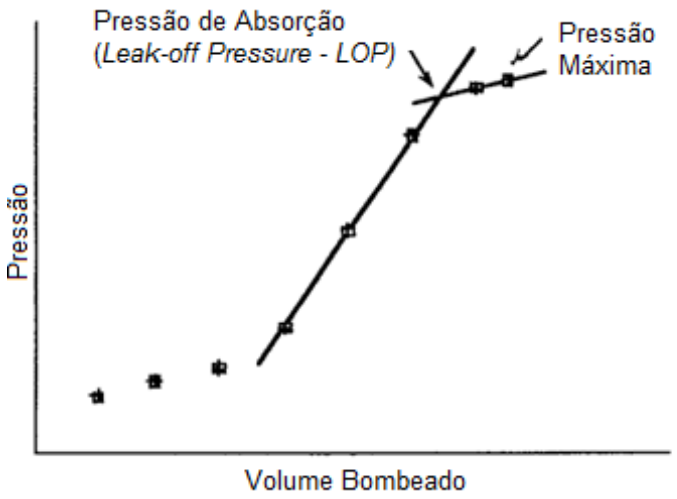


Figura 27 – Representação do LOT. Adaptado de ADDIS (1998).

3.5.2.2. *Formation Integrity test* – FIT

O Teste de Integridade da Formação (FIT) segue um procedimento parecido com o LOT, podendo ser realizado para grandes extensões de poço aberto. O intuito do FIT é descobrir se a formação abaixo da sapata é realmente aquela que possui o menor gradiente de fratura. Entretanto, durante o FIT o fluido é injetado até que se atinja uma pressão máxima pré-determinada ou a pressão de absorção da formação mais profunda. Sendo assim, nem sempre se atinge a pressão de absorção da formação.

Desta forma, este tipo de teste não possibilita qualquer análise em relação às tensões *in situ* quando não se alcança a pressão de absorção, podendo ser utilizado no máximo como uma aproximação para os casos em que a absorção foi atingida.

3.5.2.3. *Extended Leakoff Test* - ELOT

O teste de absorção estendido segue um procedimento similar ao LOT. Entretanto, o bombeio de fluido para a formação é prosseguido até que haja o primeiro decréscimo de pressão. Essa diminuição da pressão caracteriza que a pressão de quebra da formação (*Formation Breakdown Pressure* – FBP) foi atingida, sendo esta interpretada como a pressão que inicia a fratura e a propaga rapidamente. A FBP pode ser facilmente identificada no gráfico por ser o ponto máximo de pressão, como pode ser visto na Figura 28. O último ponto do teste é a pressão de fechamento instantâneo (*Instantaneous Shut-In Pressure* – ISIP).

Através deste teste pode ser obtida a pressão de absorção (LOP), a pressão de quebra da formação (FBP) e uma estimativa da menor tensão horizontal *in situ* através

da análise da curva de declínio da pressão. Adicionalmente, ao se repetir o teste, pode-se obter a resistência à tração da rocha e a pressão de reabertura da fratura (ROCHA, 2009).

Isso acontece porque quando a rocha não foi fraturada, a resistência à tração da rocha ainda contribui para dificultar o surgimento da fratura inicial. Uma vez que a rocha já foi fraturada e a mesma encontra-se fechada, não será necessário vencer novamente a resistência à tração para reabrir a mesma.

Desta forma, o segundo ciclo tem como resistência ao início da fratura apenas a concentração de tensões em volta do poço, possibilitando a estimativa da resistência à tração da rocha através da diferença entre a FBP do primeiro ciclo e a pressão de reabertura do segundo ciclo.

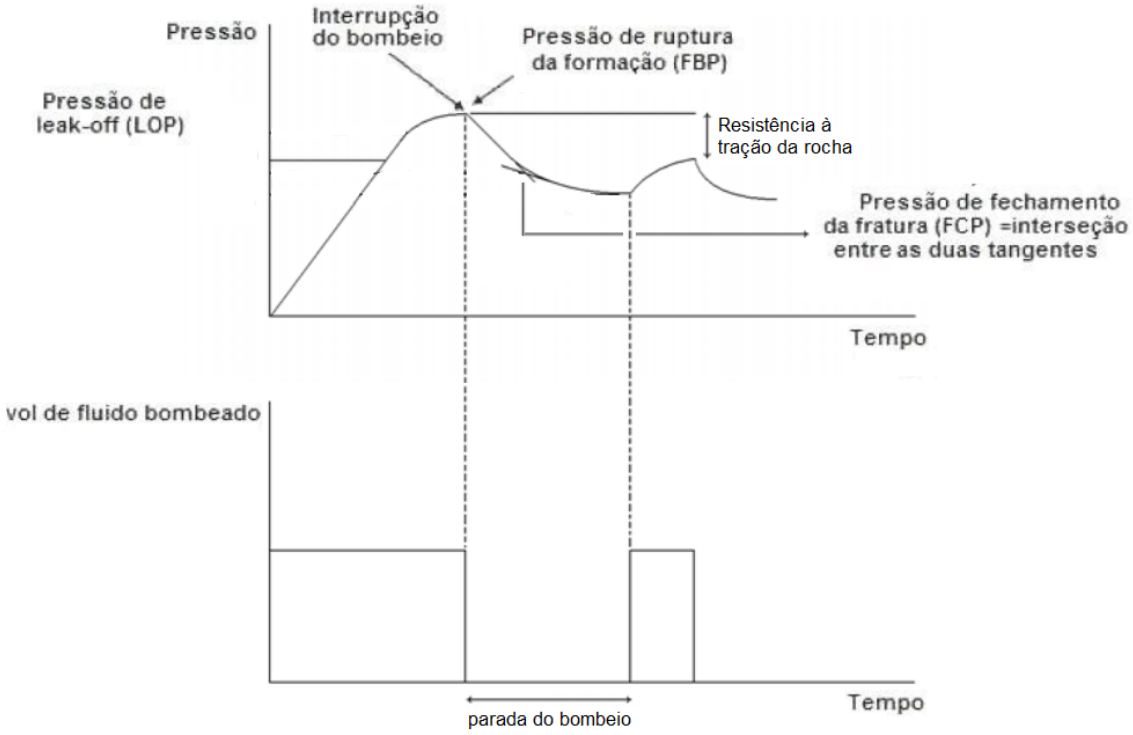


Figura 28 – Representação do ELOT. Adaptado de AADNOY (2009).

É importante notar que a estimativa da menor tensão horizontal *in situ* ainda sofre influência da redistribuição de tensões causadas pela perfuração do poço, de forma que a estimativa obtida através do ELOT representa apenas uma aproximação para a menor tensão horizontal *in situ*.

3.5.2.4. *Injectivity Test* - IT

O Teste de Injetividade consiste na injeção de um pequeno volume de fluido de completação acima da pressão de fratura e posterior registro da pressão ao se parar o bombeio. O mesmo tem como um de seus objetivos avaliar a qualidade da comunicação entre o poço e a fratura criada. Além disso, o IT também pode ser usado para se estimar a menor tensão horizontal *in situ*. É recomendado que este teste seja realizado antes do teste de Minifraturamento durante operações de faturamento hidráulico.

3.5.2.5. *Step Rate Test* - SRT

O Step Rate Test (SRT) consiste em se elevar a vazão de injeção progressivamente até que se atinja a vazão que causa a quebra da formação, obtendo-se assim o valor de pressão (FBP) da mesma. O SRT está ilustrado na Figura 29.

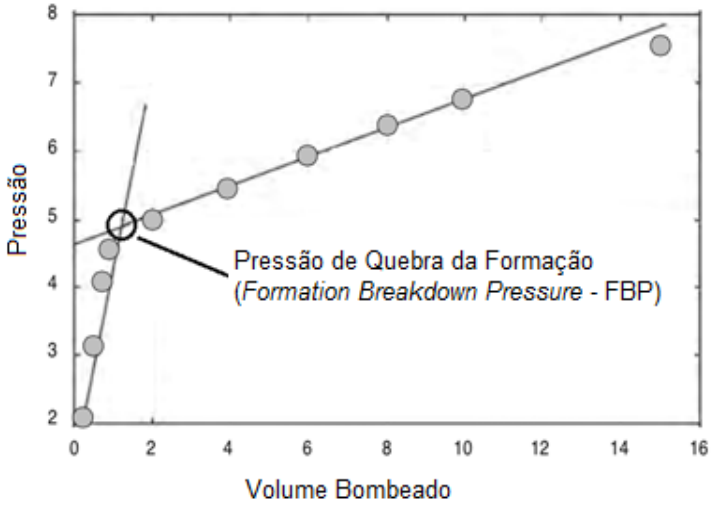


Figura 29 – Ilustração do SRT. (Fonte: Adaptado de http://johnfoster.pge.utexas.edu/PGE334-ResGeomechanics/slides/Lecture21.slides.html#/)

3.5.2.6. Teste de Minifraturamento - Minifraturamento

O teste de Minifraturamento é feito antes da operação de faturamento hidráulico com a intenção de fraturar a formação, criando uma pequena fratura durante o período de injeção. Através da observação do fechamento da fratura pode-se estimar alguns parâmetros necessários para o planejamento do fraturamento, como a pressão de fechamento da fratura, eficiência do fluido utilizado, permeabilidade da formação, entre outros.

Desta forma, este teste prolonga a injeção de fluido além da pressão de absorção e até mesmo após a quebra da formação, aprofundando assim a fratura induzida. A injeção continua até se obter a estabilização da pressão, o que representa a propagação da fratura.

Após se obter a estabilização da pressão, pára-se o bombeio e o declínio da pressão é analisado com o fim de se estimar a pressão de fechamento da fratura (FCP – *Fracture Closure Pressure*). A FCP representa a pressão em que a fratura se fecha completamente, sendo esta a estimativa mais representativa da menor tensão horizontal *in situ* (ROCHA, 2009). A Figura 30 ilustra o teste de Minifraturamento.

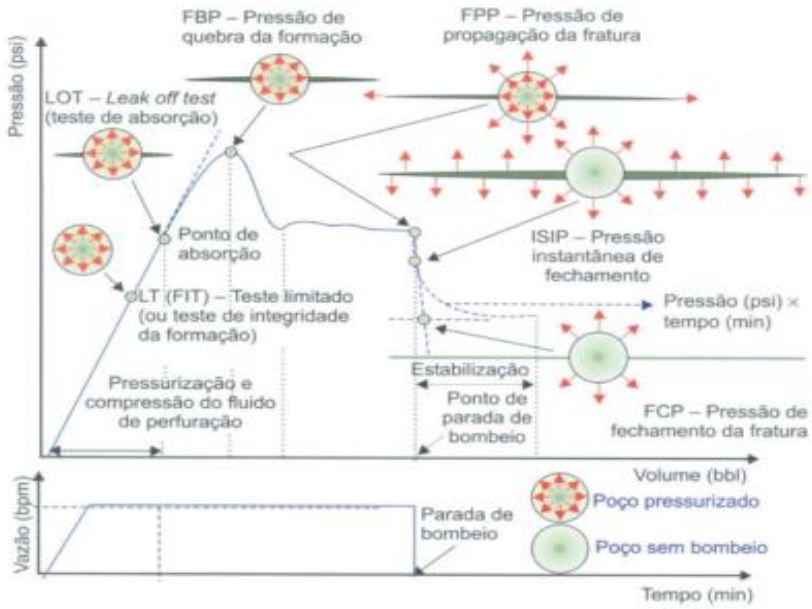


Figura 30 – Comportamento da pressão durante o teste de Minifraturamento. Adaptado de ROCHA (2009).

A teoria de que a FCP representa com fidelidade a menor tensão horizontal *in situ* se baseia no fato de que suficiente quantidade de fluido foi bombeada após a absorção, estendendo a fratura para uma região da formação não conturbada pela perfuração do poço. Desta forma, possíveis distúrbios das tensões causadas pela perfuração do poço não influenciariam a pressão de fechamento, tornando esta uma boa estimativa da menor tensão horizontal *in situ*.

3.5.2.7. Normalização de testes em função da Lâmina d'água (LDA)

A normalização dos testes com relação à LDA permite que dados obtidos em locais de diferentes lâminas d'água possam ser comparados. Este método se baseia na

retirada da influência da pressão exercida pela coluna de água acima dos sedimentos da pressão total obtida no teste utilizado, como pode ser visto na equação (19).

$$Profundidade\ de\ Sedimentos\ (m) = TVD\ (m) - LDA\ (m) - MR\ (m) \qquad \textbf{(18)}$$

Onde:

$$TVD = True\ Vertical\ Depth = Profundidade\ Vertical$$

$$LDA = Altura\ da\ Lâmina\ d'água$$

$$MR = Altura\ da\ Mesa\ Rotativa$$

Posteriormente, com os valores da pressão total e da pressão exercida pela LDA, é possível calcular a pressão de sedimentos exercida à certa profundidade de sedimentos através da equação (19):

$$Pressão\ de\ Sedimentos\ (psi) = Pressão\ total\ (psi) - Pressão\ da\ LDA\ (psi) \qquad \textbf{(19)}$$

A normalização dos diversos poços com diferentes LDA encontrados neste estudo é essencial para permitir a análise dos resultados através da comparação dos dados obtidos, visto que diversos poços com diferentes LDA foram utilizados.

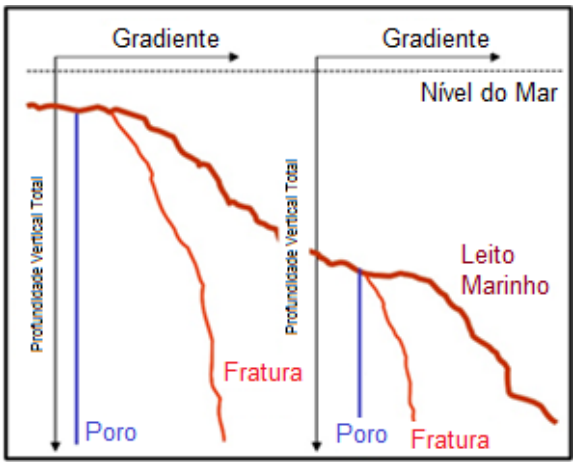


Figura 31 – Exemplo da influência da lâmina d'água nos gradientes calculados para a janela operacional. Adaptado de ROCHA (2003).

3.6. Fraturamento Hidráulico

O fraturamento hidráulico tem sido utilizado desde os anos 50, principalmente para a estimulação de poços, com o objetivo de maximizar a produção em poços de baixa permeabilidade através da criação de uma fratura com grande área de drenagem e boa permeabilidade. Entretanto, o fraturamento também pode ter outras aplicações, tais como:

1. *Frac and pack* – É uma técnica utilizada em reservatórios de arenitos pouco consolidados, combinando o fraturamento hidráulico com *gravel packs* (tela de metal instalada com o objetivo de evitar a produção de areia). A mesma consiste na abertura de fraturas curtas e largas preenchidas com propantes. Estes propantes são agentes de sustentação injetados para manter a fratura aberta. O objetivo das fraturas é penetrar zonas danificadas próximas do poço, reduzindo assim a queda de pressão próxima do poço e, consequentemente, a produção de areia.
2. Testes de absorção como LOT's e ELOT's podem causar a fratura da formação mesmo que não intencionalmente.
3. Fraturas hidráulicas podem ser utilizadas para a deposição de dejetos tais como os cascalhos contaminados produzidos durante a perfuração.
4. Fraturas também podem ocorrer durante a injeção de água em reservatórios. Algumas vezes a pressão de injeção necessária para determinado objetivo é maior do que a pressão de quebra da formação, podendo ocasionar fraturas hidráulicas.

O fraturamento também pode ocorrer mesmo que não haja intenção. Esta situação pode representar um risco já que o suporte hidráulico da coluna de fluido é reduzido, podendo causar uma queda de pressão podendo resultar em um *kick*. Desta forma, conhecer as tensões relacionadas com o fraturamento é de suma importância para o estabelecimento de um projeto de poço seguro.

O fraturamento hidráulico acontece quando a rocha sofre uma falha por tração, conforme já explicado. A fratura pode ser originada por motivos geológicos e naturais, pela diminuição da menor tensão horizontal *in situ,* pelo aumento da pressão do fluido de perfuração ou pela ação conjunta dos fatores mencionados. O aumento da pressão de fluido é o motivo mais comum para o surgimento de fraturas nos campos de petróleo.

Uma vez que a fratura seja originada, a mesma crescerá na direção de menor resistência e, no ponto em que o poço não esteja mais perturbando as tensões da formação, se propagará na direção normal à menor tensão principal, como se pode ver

nos exemplos da Figura 32 e da Figura 33. Na maioria dos casos a menor tensão principal é a menor tensão horizontal *in situ*, resultando em fraturas verticais.

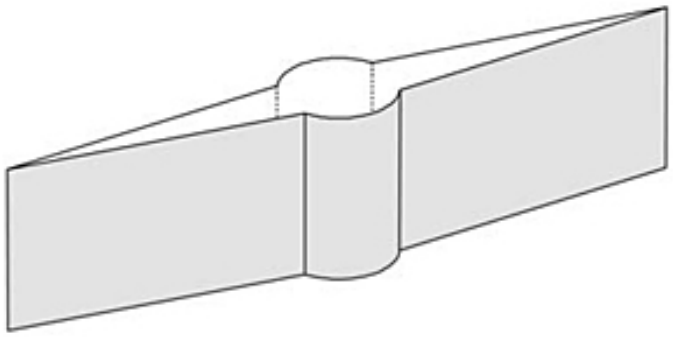


Figura 32 – Ilustração de fratura em um poço vertical. Adaptado de Fjær (2008).

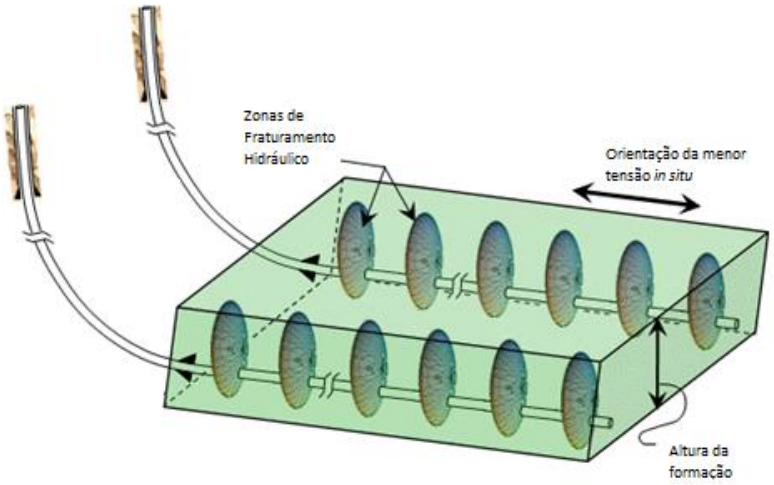


Figura 33 – Ilustração de um poço horizontal e a direção da propagação da fratura para este caso.

(Fonte: http://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/hydraulic-fracturing-mine-back-trials-design-rationale-and-project-status)

3.7. Menor tensão horizontal *in situ*

Durante a apresentação dos testes utilizados para se estimar o gradiente de fratura foram definidas três principais medições de pressão: A pressão de quebra de formação que apresenta a maior magnitude, seguida pela pressão de absorção e, por último, a tensão mínima. As duas primeiras pressões ainda são afetadas pela concentração de tensão nos arredores do poço, enquanto que a tensão mínima representa as tensões atuantes em regiões mais distantes do poço (ROCHA, 2009).

Desta forma, os resultados obtidos através de LOT's fornecem apenas a pressão de absorção, sendo que este valor ainda sofre por causa da perturbação gerada pela

perfuração do poço. Já o no teste de Minifraturamento é injetado fluido o suficiente para se estender a fratura para uma distância longe o suficiente onde a não há mais perturbação devido à presença do poço.

Uma vez que a rocha foi fraturada, a tensão que agirá contra a abertura da fratura será apenas a menor tensão horizontal *in situ,* como exposto na Figura 34. Desta forma, uma vez que o reservatório foi fraturado, é interessante que se utilize o valor da menor tensão horizontal *in situ* como o limite superior de pressão da janela operacional para se evitar a reabertura das fraturas ao se definir o peso de fluido.

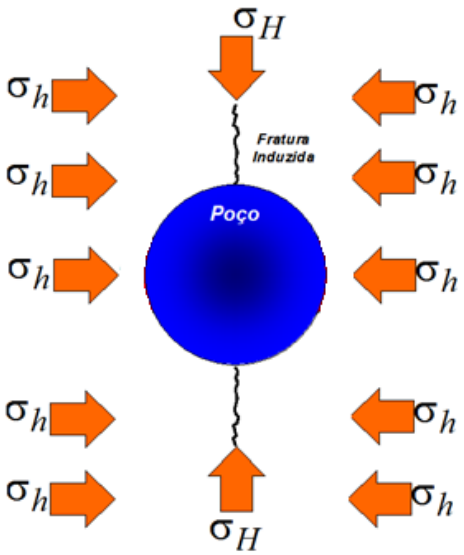


Figura 34 – Representação da menor tensão horizontal *in situ* agindo contra a reabertura da fratura. Adaptado de GONÇALVES (2008).

Na indústria de petróleo é realizado um número muito maior de testes de absorção do que testes de Minifraturamento, apesar da melhor calibração para o gradiente de fratura ser a tensão mínima e não a pressão de absorção. Análises mostram que a pressão de absorção chega a superestimar a tensão mínima de 4 a 15% (ROCHA, 2009). Como o gradiente de fratura discutido se trata de um limite superior, a utilização dos valores fornecidos por testes de absorção resulta em um valor de gradiente de fratura menos conservador, aumentando a probabilidade de uma fratura indesejada.

Este trabalho é focado na análise comparativa baseada em dados reais de testes de Minifraturamento e LOT para bacias brasileiras. Diante do que foi discutido, é visível que uma análise deste tipo pode contribuir para a concretização da diferença entre os valores obtidos pelos testes de Minifraturamento e LOT. Além disso, este estudo pode possibilitar a confecção de uma regressão em função da pressão de sedimentos e da menor tensão horizontal *in situ* através das bases de dados analisadas, permitindo uma estimativa desta tensão para locais próximos que venham a ser estudados.

3.8. 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 deste. A janela, além de contribuir para a definição do peso de fluido, contribui também para a determinação do número de fases do poço e a escolha da profundidade do assentamento de sapatas.

A janela operacional respeita, normalmente, os valores de pressão de poros, fratura e colapso, onde o limite inferior é normalmente ditado pelo maior valor entre as curvas de pressão de poros e colapso inferior e o limite superior é normalmente ditado pela fratura superior. Desta forma, estipulam-se os valores de peso de fluido que podem ser utilizados durante a perfuração à determinada profundidade.

É importante se atentar ao fato de que nem sempre estes gradientes citados serão os responsáveis por limitar superior ou inferiormente a janela operacional. No caso de uma rocha já fraturada por algum teste, por exemplo, deve-se respeitar como limite máximo a menor tensão horizontal *in situ* com o intuito de se evitar a reabertura das fraturas e possíveis consequências como a perda de circulação.

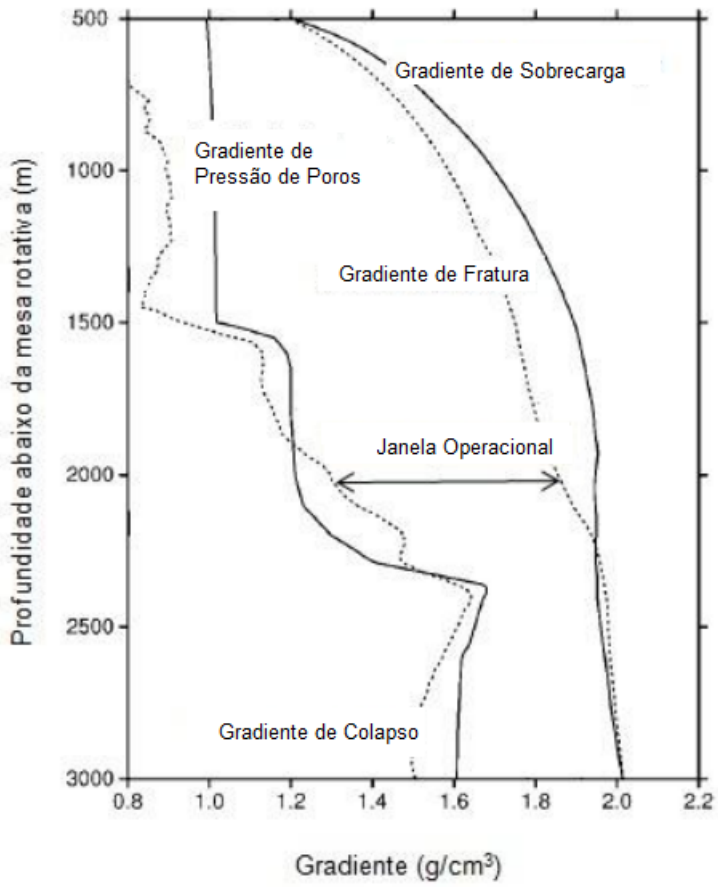


Figura 35 – Exemplo de janela operacional. Adaptado de Fjær (2008).

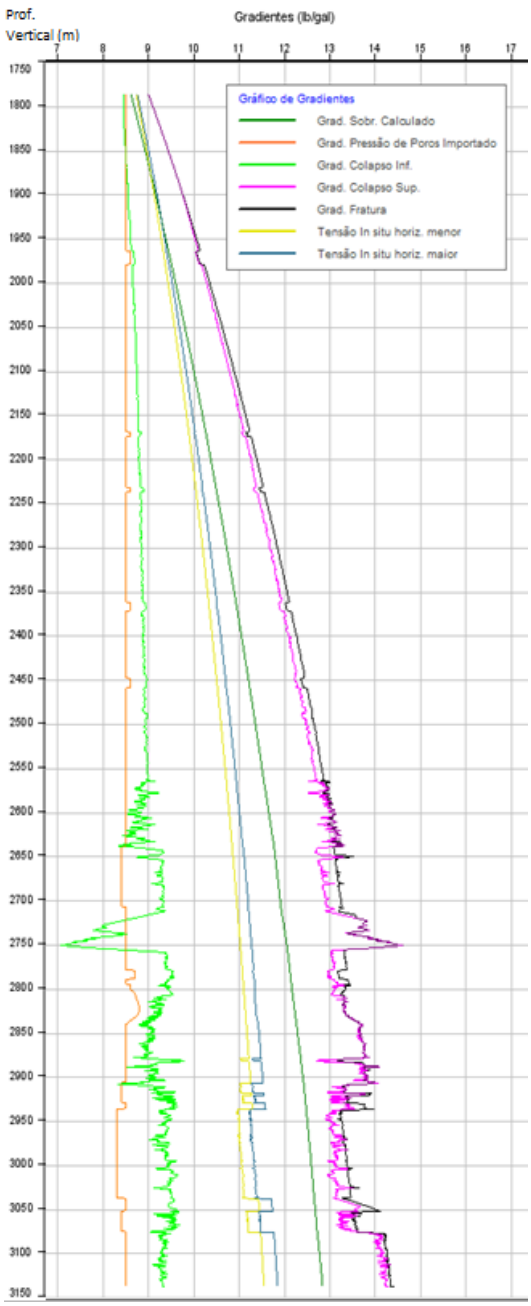


Figura 36 – Exemplo de janela operacional confeccionada para o projeto de um poço real.

Capítulo 4

Análise de Dados

4.1. Metodologia

A parte prática deste trabalho utilizou dados reais de poços localizados em duas diferentes bacias brasileiras. Como os resultados aqui analisados foram retirados de bases de dados confidenciais, os nomes e localizações dos poços foram alterados sistematicamente da seguinte maneira:

1. As bacias serão nomeadas através de letras maiúsculas: A e B;
2. Os campos serão nomeados em função da bacia que se encontram com o adicional de uma letra minúscula. Por exemplo, o Campo Aa se refere ao campo a localizado na bacia A;
3. De forma semelhante, os poços serão identificados através de números inteiros. Por exemplo, o poço Aa1 se refere ao poço 1 que se encontra no campo a, sendo que este faz parte da Bacia A.

O principal objetivo deste trabalho foi comparar a estimativa da menor tensão horizontal *in situ* obtida através de duas diferentes medidas. A primeira medida se baseou nos valores da LOP obtida através de testes de absorção enquanto que a segunda medida se baseou em valores da FCP obtida através de testes de Minifraturamento e TI's.

Inicialmente, os dados provenientes dos testes foram coletados e tratados. Foram construídos dois diferentes grupos de informações, sendo eles:

- Grupo 1 – LOT e FIT;
- Grupo 2 – Minifraturamento e TI.

Entretanto, após a análise dos dados obtidos, os testes de integridade de formação (FIT) foram descartados do estudo. Isso se deve ao fato de que o mesmo nem sempre alcança o valor da pressão de absorção, podendo fornecer uma estimativa não representativa da menor tensão horizontal *in situ*.

Sendo assim, visto que as fontes de onde se retiraram estes dados não explicitaram se a absorção ocorreu ou não em cada FIT, os mesmos não foram considerados nas regressões confeccionadas.

Outro fator que motivou essa decisão foi a quantidade de dados de LOT's disponíveis ao final da coleta e tratamento de todos os dados, sendo esta o suficiente

para possibilitar as comparações feitas neste estudo. Consequentemente, os grupos que foram efetivamente considerados durante esta pesquisa se resumiram à:

- Grupo 1 – LOT;
- Grupo 2 – Minifraturamento e TI.

Suplementarmente, em conjunto com os relatórios foram utilizados alguns softwares projetados pela própria empresa com o objetivo de verificar se os dados obtidos por fontes diferentes estavam condizentes. Um dos programas utilizados continha uma série de informações referentes aos poços perfurados como, por exemplo, a descrição de toda direcionalidade do poço, sua localização e a profundidade do mesmo. É importante se destacar que neste trabalho toda a base teórica foi simplificada através da suposição que os poços aqui tratados fossem verticais, sendo a análise da direcionalidade do poço uma variável relevante.

A grande maioria dos poços perfurados possuem algum tipo de inclinação mesmo que não intencional e desprezível. De qualquer jeito, um dos softwares mencionados permitiu a análise da direcionalidade de cada poço e a inclinação do mesmo na profundidade do teste. À vista disso, apenas os poços horizontais ou com uma grande inclinação na profundidade do teste foram descartados.

Para cada campo foram feitas duas regressões, sendo uma para o Grupo 1 e outra para o Grupo 2. Visto que as respostas dos testes são pontuais, através da coleta de vários pontos foi possível confeccionar cada regressão tentando extrapolar o comportamento destes resultados para toda a profundidade de sedimentos. Finalmente, com estas regressões em mãos foi possível comparar para cada campo a diferença entre a regressão da estimativa da menor tensão horizontal *in situ* obtida pelo Grupo 1 e pelo Grupo 2 através da comparação dos coeficientes obtidos em cada regressão.

4.2. Coleta e Tratamento de Dados

4.2.1. – Coleta de dados – Grupo 1

Para a obtenção das informações necessárias para solidificar o Grupo 1 foram utilizados dados obtidos através de diversos testes de absorção realizados na extensão das bacias A e B. A primeira fonte consultada para o início da coleta de dados continha os resultados dos LOT's e FIT's. Nesta tabela estavam dispostas informações como:

- Nome do poço;
- Localização do poço (Bacia, Campo e coordenadas UTM);
- Geometria;
- Classificação;

- Lâmina d'água (LDA);
- Altura da mesa rotativa;
- Profundidade vertical em que o teste foi realizado (*True Vertical Depth* - TVD);
- Profundidade medida em o teste foi realizado (*Measured Depth* - MD);
- Peso de fluido equivalente;
- Tipo de teste (LOT ou FIT).

A geometria do poço descreve a direcionalidade do poço, sendo ela vertical, direcional ou horizontal. Conforme explicado anteriormente, os poços horizontais foram descartados enquanto que para os direcionais foi necessária a verificação da angulação do poço na profundidade do teste porque toda a base teórica é baseada em poços verticais.

A classificação de poços, segundo a Petrobras, se baseia nos seguintes critérios:

- Poço pioneiro: é o primeiro poço perfurado na busca de petróleo e/ou gás natural;
- Poço de extensão: utilizado para ampliar ou demarcar os limites de uma jazida;
- Poço pioneiro adjacente: perfuração com o intuito de descobrir novas jaziadas em áreas adjacentes a uma descoberta anterior;
- Poço para jazida mais profunda: poço utilizado para descobrir se existem jazidas mais profundas do que as descobertas em uma determinada área;
- Poço de produção: poço utilizado para drenar um campo de petróleo;
- Poço de injeção: poço utilizado para injeção de fluidos;
- Poço especial: para quaisquer outros tipos de poço.

A diferença entre a TVD e a MD está exemplificada na Figura 37. A TVD é a profundidade vertical do poço, independente da direcionalidade da mesma. Já a MD é mais utilizada durante a prática da perfuração, visto que a mesma se trata de uma medição mais fácil e direta, se baseando na medição dos dutos e juntas que foram utilizados no poço.

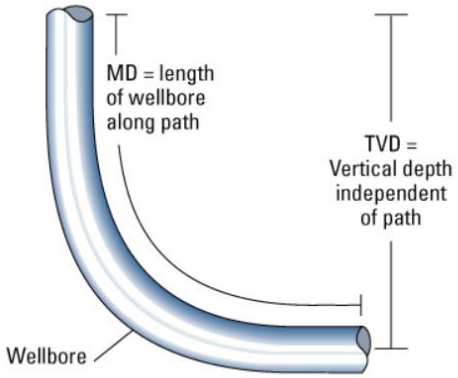


Figura 37 – Ilustração da diferença entre MD e TVD. (Fonte: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/tvd.aspx)

É importante ressaltar que o peso de fluido equivalente, na unidade de ppg, nem sempre fornece o valor da LOP no caso dos FIT's. Para os dados referentes aos FIT's não foi explicitado se a LOP foi alcançada ou não, aumentando a incerteza em relação a estes testes. Desta forma, após a análise completa de todos os dados obtidos para este estudo, foi possível abrir mão da incerteza proveniente associada com os FIT's. Adicionalmente, os LOT's forneceram uma quantidade de informação suficiente para possibilitar as comparações.

A Tabela 2 exemplifica uma parte dos dados de dois poços contidos nesta base de dados com os nomes dos poços, bacias e campos já alterados. As tabelas com os dados completos podem ser vistas no Anexo I.

É perceptível que há dois problemas na Tabela 2, sendo um deles a repetição do mesmo teste na mesma TVD resultando em dois diferentes pesos de fluido. Para os casos em que eram apenas repetições da mesma informação, ou seja, a LOP resultante era igual para os dois casos, foi considerado a LOP fornecida, como o exemplo do LOT realizado à 3282 metros de profundidade no Poço exemplo 2. Para este caso, o valor de peso de fluido equivalente considerado foi de 12.5 ppg, referente ao LOT realizado a uma profundidade de 3282 metros.

Para o exemplo dos testes realizados em 2527 metros de profundidade no Poço exemplo 1, onde a diferença entre os valores obtidos é muito pequena, foi utilizado uma média aritmética dos valores fornecidos. Desta forma, na profundidade de 2527 metros foi considerado um peso de fluido de 10.1 ppg para a LOP.

Outro problema é a discrepância da altura da mesa rotativa para o mesmo poço, como pode ser visto no Poço exemplo 1. Em conjunto com os dados dos LOT's analisados foi possível o acesso à um *software* que continha diversos dados dos poços perfurados para o próprio controle da empresa. Este programa tem como principal objetivo reunir informações dos poços em atividade pela empresa, permitindo o fácil acesso à diversos parâmetros dos poços. Devido à motivos de confidencialidade, o nome do *software* não será mencionado, sendo importante destacar que o mesmo continha todos os dados necessários para resolver este tipo de situação onde há dados diferentes para o mesmo poço.

Desta forma, uma vez encontradas inconsistências como, por exemplo, os valores da altura das mesas rotativas na Tabela 2, era possível consultar este programa e solucionar qualquer tipo de incoerência.

Tabela 2 – Exemplificação dos dados crus obtidos a partir dos resultados de LOT's e FIT's.

Poço	Bacia	Campo	LDA (m)	Mesa Rotativa (m)	TVD (m)	Peso de Fluido Equivalente (ppg)	Tipo de Teste
Poço Exemplo 1	A	Af	1828	30	2527	10	FIT
Poço Exemplo 1	A	Af	1828	24	2527	10.2	FIT
Poço Exemplo 1	A	Af	1828	24	2527	10	FIT
Poço Exemplo 1	A	Af	1828	30	2527	10.2	FIT
Poço Exemplo 1	A	Af	1828	30	3174	10.7	FIT
Poço Exemplo 1	A	Af	1828	24	3174	10.7	FIT
Poço Exemplo 2	A	Af	2117	26	4784	11.5	FIT
Poço Exemplo 2	A	Af	2117	26	3282	12.5	LOT
Poço Exemplo 2	A	Af	2117	26	3282	12.5	LOT
Poço Exemplo 2	A	Af	2117	26	4784	11.5	LOT

Desta forma, os dados desta tabela foram resumidos após a retirada das redundâncias e correção dos valores da altura da mesa rotativa. A Tabela 3 exemplifica os dados obtidos após a aplicação das correções mencionadas.

Tabela 3 – Exemplificação de dados do Grupo 1 após resolução de redundâncias.

Poço	Bacia	Campo	LDA (m)	Mesa Rotativa (m)	TVD (m)	Peso de Fluido Equivalente (ppg)	Tipo de Teste
Poço Exemplo 1	A	Af	1828	30	2527	10.1	FIT
Poço Exemplo 1	A	Af	1828	30	3174	10.7	FIT
Poço Exemplo 2	A	Af	2117	26	4784	11.5	FIT
Poço Exemplo 2	A	Af	2117	26	3282	12.5	LOT
Poço Exemplo 2	A	Af	2117	26	4784	11.5	LOT

4.2.2. - Coleta de Dados – Grupo 2

Para o Grupo 2 foram analisados mais de 250 relatórios de operações de fraturamento hidráulico e *fracpacks (*combinação de fraturamento hidráulico com técnicas de contenção de areia). Estes relatórios continham dados de diversos TI's e testes de Minifraturamento realizados em poços localizados nas duas diferentes bacias.

Nestes relatórios se encontravam diversas informações, desde a descrição detalhada do projeto e normas a serem seguidas das operações até sua efetuação e os resultados obtidos. Os resultados tratavam dos mais diversos assuntos como, por exemplo, a extensão da fratura criada, o tipo de fluido de perfuração utilizado no processo, os valores de pressão envolvidos, entre outros. As seguintes informações foram consideradas relevantes para este estudo e, por conseguinte, coletadas:

- Nome do poço;
- Localização do poço (Bacia, Campo e coordenadas UTM);
- Geometria;
- Classificação;
- Lâmina d'água (LDA);
- Altura da mesa rotativa;
- TVD do teste realizado;
- MD do teste realizado;
- Valores de FCP.

Neste caso os valores de pressão obtidos já estavam expressos na unidade de *psi*. Desta forma, este valor indica a influência de todas as camadas sobrepostas de rocha e fluidos para a profundidade do teste. A Tabela 4 exemplifica uma parte dos dados obtidos.

Tabela 4 – Exemplificação dos dados obtidos a partir dos relatórios de testes de Minifraturamento e TI's.

Nome do Poço	Bacia	Campo	LDA (m)	Mesa Rotativa (m)	TVD (m)	FCP (psi)	Tipo de Teste
Poço exemplo 3	A	Af	1833	26.5	3237	5654.5	Minifraturamento
Poço exemplo 3	A	Af	1833	26.5	3237	5339.7	TI
Poço exemplo 4	A	Af	1679	15	3297	5569	Minifraturamento
Poço exemplo 4	A	Af	1679	15	3297	5398	1º TI
Poço exemplo 4	A	Af	1679	15	3297	5450	2º TI

Pode-se perceber que para o caso desta tabela não há redundâncias ou incoerências como visto nos valores coletados do Grupo 1. O motivo disso é que a verificação através do *software* anteriormente descrito nesta parte do estudo foi feita ao mesmo tempo em que se recolheram as informações dos relatórios, confirmando-se a procedência de todos os dados e valores relativos aos poços antes de adicioná-los à esta base de dados montada.

4.3. Tratamento de dados

4.3.1. Tratamento de dados – Grupo 1

Com todos os dados provenientes de LOT's coletados foi necessário um certo tratamento dos mesmos para permitir a posterior comparação. Conforme mencionado anteriormente, os poços se encontram em profundidades de lâmina d'água diferentes, sendo necessário retirar a influência da pressão exercida pela mesma para que fosse possível comparar diferentes poços.

Sendo assim, o primeiro passo tomado foi o cálculo da profundidade de sedimentos através da equação (18). Uma vez que se conhecem todas as variáveis necessárias, o cálculo se demonstrou uma simples subtração de valores. Posteriormente, foi calculada a pressão da lâmina d'água para cada poço. Sabe-se que:

$$Pressão\ da\ Lâmina\ D'água = G_{LDA} * LDA * C \qquad \textbf{(20)}$$

Onde:

$$G_{LDA} = gradiente\ de\ pressão\ da\ aguá\ do\ mar = 8{,}5\ lb/gal$$

$$LDA = Altura\ da\ LDA\ (m)$$

$$C = constante\ de\ conversão\ de\ unidades = 0{,}1704$$

Outro fator a se observar é que os resultados dos LOT's foram obtidos na unidade de ppg, o que se mostra inconveniente dado que os resultados do grupo 2 estavam na unidade de psi. Através da equação (21) foi feita a conversão do valor de ppg para *psi*, com o intuito de permitir a posterior comparação. Desta forma, teremos:

$$Pressão\ total = LOT_{ppg} * Prof.Teste * C \qquad \textbf{(21)}$$

Onde:

$$Pressão\ total = Pressão\ total\ exercida\ na\ profundidade\ do\ teste\ (psi)$$

$$LOT_{ppg} = valor\ da\ LOP\ (ppg)$$

$$Prof.Teste = Profundidade\ vertical\ na\ qual\ o\ teste\ foi\ feito\ (m)$$

$$C = Constante\ de\ conversão\ de\ unidades = \ 0{,}1704$$

Uma vez que estas informações foram obtidas, é fácil obter a pressão de sedimentos em psi como explicitado pela equação (19). Finalmente, com estes resultados em mão, os dados para o Grupo 1 podem ser considerados prontos para a comparação.

4.3.2. Tratamento de dados – Grupo 2

Os dados do Grupo 2 necessitaram de um tratamento semelhante ao do Grupo 1, com a exceção da conversão dos valores de FCP obtidos, visto que os mesmos já se encontravam em *psi.*

Assim sendo, foram calculados a pressão da lâmina d'água, a profundidade de sedimentos e, finalmente, a pressão de sedimentos.

Nem todos os relatórios analisados continham dados relevantes para este estudo. Desta forma, foram recolhidas informações de apenas 161 poços diferentes. Desses 161 poços, em 131 foram realizadas operações de *fracpacks* e nos outros 30 fraturamento hidráulico.

Destes 131 poços em que foram realizadas operações de *fracpacks,* apenas 55 poços foram utilizados na confecção das regressões. Infelizmente, dos poços em que foram realizadas operações de fraturamento hidráulico, todos foram descartados devido à escassez do número de poços para cada campo. A Figura 38 ilustra a posição dos poços que foram de fato utilizados no Grupo 2 deste estudo.

Figura 38 – Posição dos poços utilizados neste estudo para compor a base de dados do Grupo 2.

4.4. Tabelas Finais

Os resultados foram separados em função dos campos, posto que as tensões horizontais *in situ,* na maioria das vezes, tem um comportamento e valores semelhantes

para locais próximos. Consequentemente, os campos que continham um número relativamente baixo de poços foram descartadas do estudo, já que não forneceram uma amostra extensa o suficiente para uma análise significativa.

Após a coleta e tratamento dos dados disponíveis foram traçadas regressões para cada campo para a estimativa da menor tensão horizontal *in situ* em função da profundidade dos sedimentos. Ao se considerar todos os poços vistos, os mesmos encontravam-se em 9 campos diferentes, sendo que apenas 4 destes campos contiveram uma quantidade de dados minimamente razoável para se traçar uma regressão relevante.

Após todo o tratamento de dados e descarte de poços que pelos motivos já relatados acabaram não sendo utilizados, sobraram o número de poços descritos nas tabelas Tabela 5 e Tabela 6. O Anexo I contém as tabelas completas de todos os dados utilizados na confecção das regressões para cada campo.

Tabela 5 – Quantidade de poços diferentes utilizados para compor o Grupo 1.

Campo	Quantidade de LOT em diferentes poços (Grupo 1)	Quantidade de FIT em diferentes poços	Quantidade de FIT + LOT em diferentes poços
Aa	9	2	10
Ab	4	0	4
Ac	14	2	14
Ad	17	10	25
Total	44	14	54

A Tabela 5 descreve a quantidade de poços diferentes que fazem parte do Grupo 1. É importante observar que, em alguns casos, foram realizados LOT's e FIT's no mesmo poço, existindo uma interseção de poços entre os conjuntos formados pelo Grupo 1 e pelo grupo de poços em que se realizaram FIT's. Finalmente, para o Grupo 1, foram utilizados 44 diferentes poços para confeccionar as regressões.

Tabela 6 - Quantidade de poços diferentes utilizados para compor o Grupo 2.

Campo	Quantidade de testes de Minifraturamento em diferentes poços	Quantidade de TI em diferentes poços	Quantidade de diferentes poços no Grupo 2 (Minifraturamento e TI)
Aa	12	2	12
Ab	4	1	4
Ac	12	1	12
Ad	27	17	27
Soma	55	21	55

De forma semelhante à tabela anterior, a Tabela 6 expressa o número de poços diferentes que fazem parte do Grupo 2. Para este caso todos os poços em que foram realizados Testes de Injetividade também foram realizados testes de Minifraturamento, visto que o TI é comumente realizado antes dos testes de Minifraturamento. Desta forma, o Grupo 2 consistiu em dados obtidos de 55 diferentes poços.

Tabela 7 – Total de poços diferentes utilizados neste trabalho.

Tipo de Testes	Número de diferentes poços
LOT + FIT + FCP	78
LOT + FCP	73

Por fim, as regressões confeccionadas neste trabalho foram baseadas em dados obtidos por 73 diferentes poços após todo o processo de seleção e tratamento descrito.

Capítulo 5

Resultados e Análise

5.1. Gráficos Resultantes

Através das tabelas apresentadas no Apêndice I foi possível confeccionar as regressões para os campos A e B. Cada teste considerado neste estudo, independente do tipo de teste, forneceu uma estimativa pontual para a menor tensão horizontal *in situ*. Enquanto que para o Grupo 1 foi considerado o valor de LOP como a estimativa pontual da menor tensão, para o Grupo 2 foi considerado o valor de FCP para estima-la. Através dos valores obtidos foram traçadas regressões em função da profundidade de soterramento para cada campo.

Visto que as tensões *in situ* horizontais são respostas à deformação lateral causada pelo peso das camadas sobrejacentes (ROCHA, 2009), é razoável se admitir que a pressão de sedimentos seja nula para um soterramento nulo. Adicionalmente, os sedimentos que se encontram no solo marinho são pouco consolidados, não respondendo à tensões como uma rocha com outras camadas de rochas sobrepostas. Consequentemente, o coeficiente linear da regressão será nulo também.

É crucial ressaltar que essas regressões foram construídas para comparações nos mesmos campos, visto que regiões diferentes têm uma alta chance de apresentarem diferenças na geologia local, o que poderia implicar em alterações nas tensões *in situ.*

Finalmente, essas regressões permitem a comparação entre os coeficientes obtidos. A comparação quantitativa foi feita através dos valores dos coeficientes angulares obtidos.

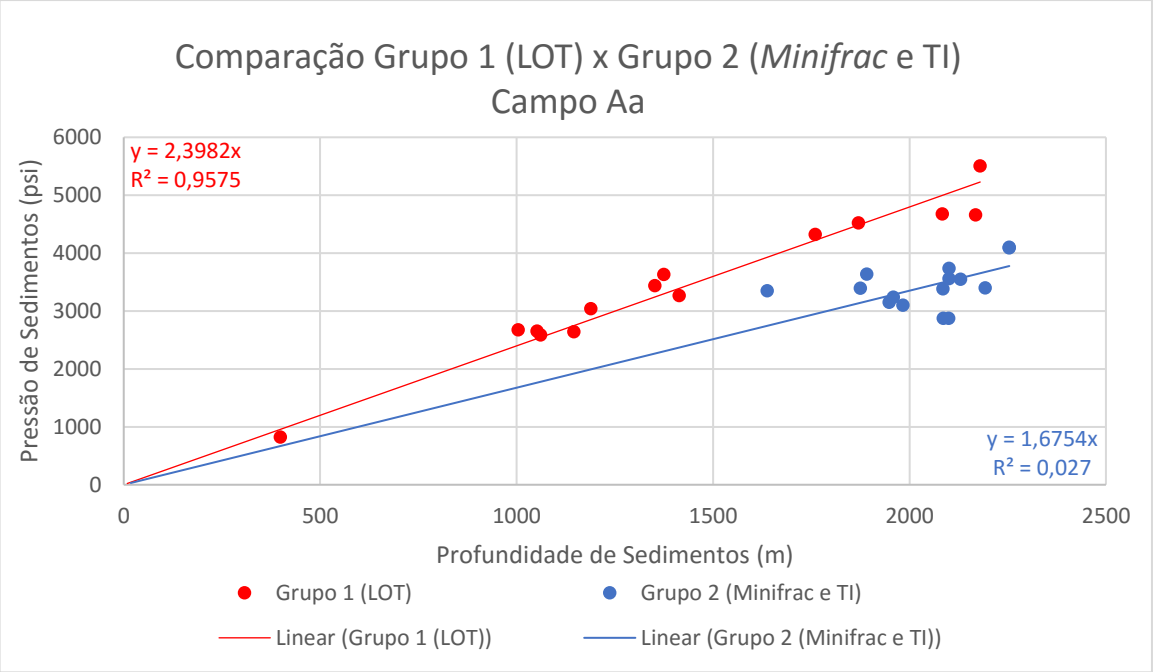


Figura 39 – Comparação das regressões obtidas através dos Grupos 1 e 2 para o Campo Aa.

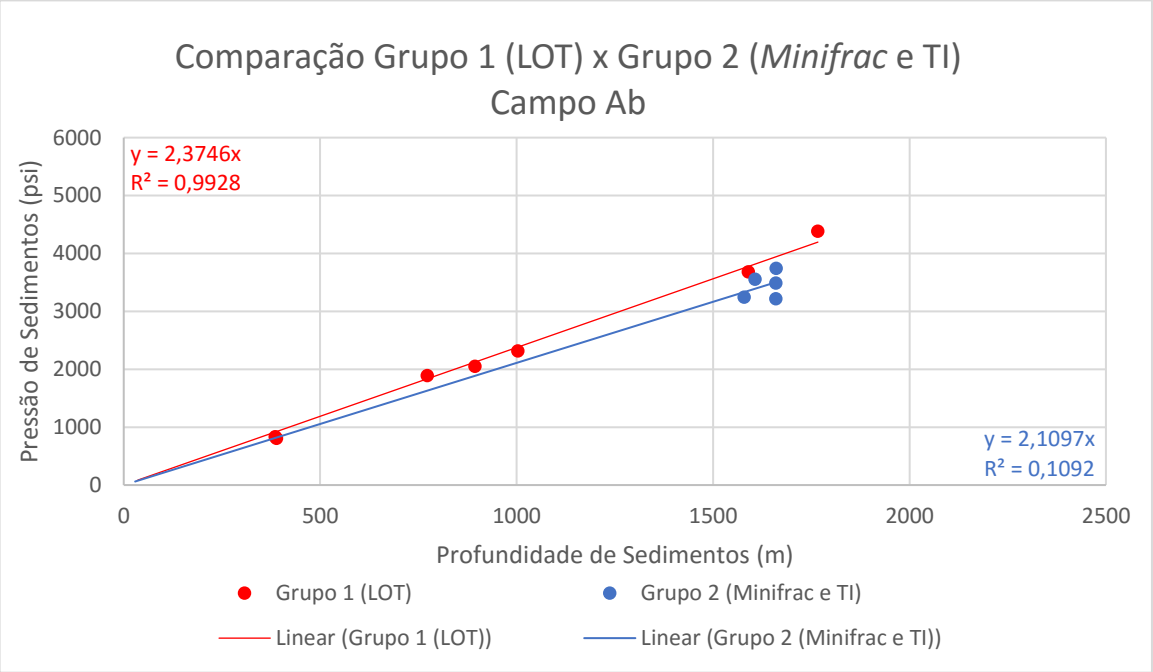


Figura 40 - Comparação das regressões obtidas através dos Grupos 1 e 2 para o Campo Ab.

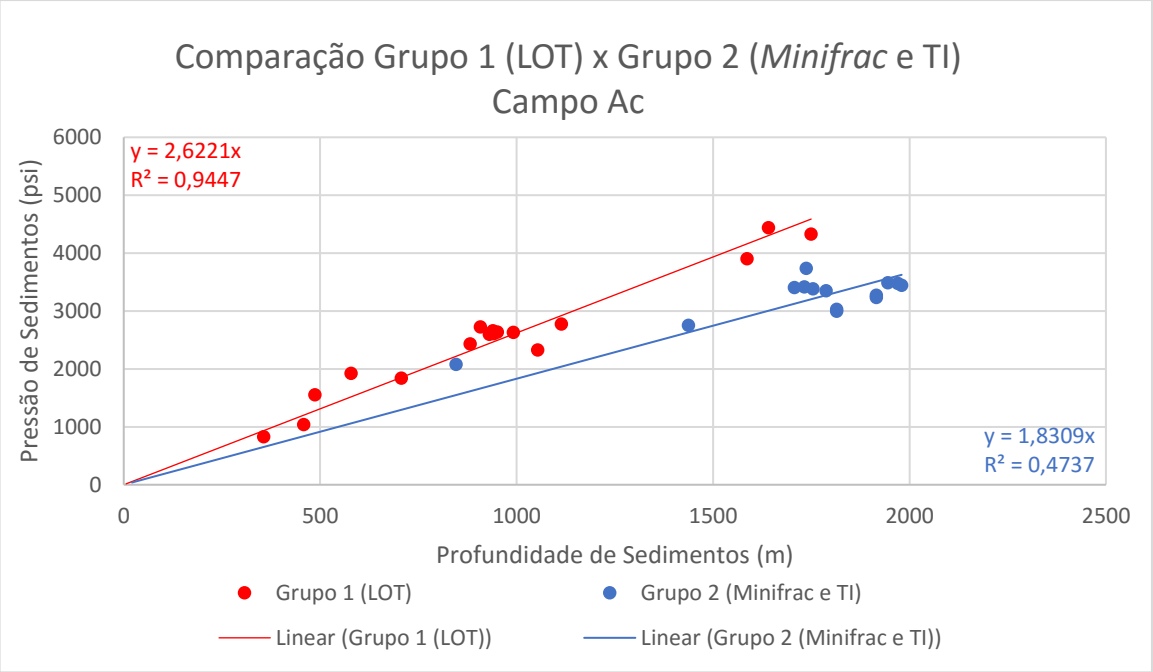


Figura 41 - Comparação das regressões obtidas através dos Grupos 1 e 2 para o Campo Ac.

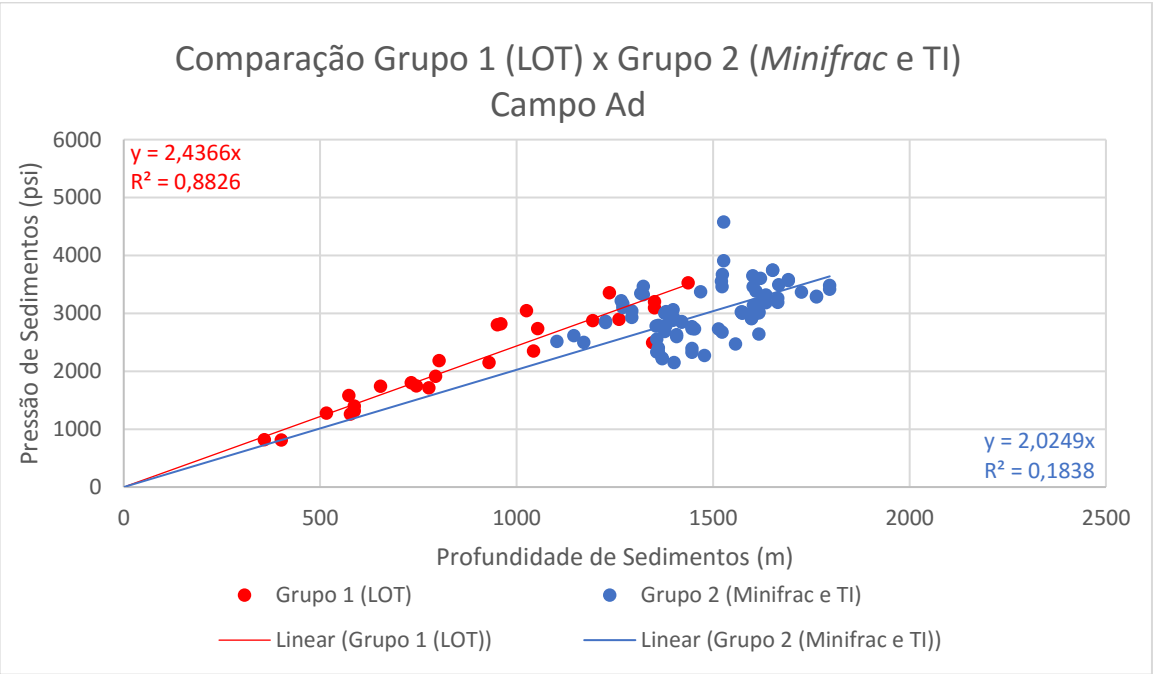


Figura 42 - Comparação das regressões obtidas através dos Grupos 1 e 2 para o Campo Ad.

5.2. Análise

Uma observação interessante é a diferença entre a distribuição da profundidade de sedimentos entre os dois grupos. O Grupo 1 apresenta uma maior distribuição de profundidade de sedimentos, visto que os LOT's têm a função de testar a integridade da formação após o assentamento de uma nova sapata. Visto que as sapatas são encontradas em diversas TVD's diferentes, é razoável esperar uma distribuição mais ampla das profundidades em que este teste é feito.

Por outro lado, os testes que compõem o Grupo 2 tem o intuito de preceder um fraturamento hidráulico. Por conseguinte, como o reservatório de hidrocarboneto é o objetivo final da perfuração do poço, é esperado que estes testes sejam realizados em profundidades maiores, já que o intuito do faturamento hidráulico é aumentar a produção proveniente destes reservatórios. Desta forma, é notável que os testes do Grupo 2 tem a tendência de se aglomerarem em um maior valor de profundidade.

Segundo ROCHA (2009), o LOP não é uma medida representativa da menor tensão *in situ*, podendo superestimar em até 15% a tensão referida pelos motivos já discutidos neste trabalho. É visível que todos os gráficos obtidos neste estudo apresentam magnitudes de valores da regressão linear de cor vermelha, obtida a partir dos dados do Grupo 1 (LOT), mais elevados do que a regressão linear de cor azul, obtida a partir dos dados do Grupo 2 (TI e teste de Minifraturamento*).*

Ao se utilizar o campo Ad como exemplo, teremos a seguinte equação para calcular a pressão total exercida em determinada TVD:

$$\sigma_{\mathrm{h_{FCP}}}(psi) = Pressão_{LDA} + 2.0249 * Profundidade\ de\ Sedimentos \quad \textbf{(22)}$$

$$\sigma_{\mathrm{h_{LOT}}}(psi) = Pressão_{LDA} + 2.4366 * Profundidade\ de\ Sedimentos \quad \textbf{(23)}$$

Onde:

$$Pressão_{LDA}(psi) = 0.1704 * Profundidade\ LDA * 8.5$$

Através desta regressão é notável que os valores de tensão *in situ* mínima estimados pelos LOT's são maiores que pelos testes de Minifraturamento e de Injetividade para o campo Ad. Dado que o teste de Minifraturamento é, em teoria, mais adequado, pode-se observar que a estimativa utilizando dados de LOT's superestimam a menor tensão horizontal *in situ* para os casos estudados.

Através da comparação de todas as outras regressões obtidas foi observado que os valores estimados para a menor tensão horizontal *in situ* pelos testes de LOT superestimaram os resultados obtidos através de TI's e testes de Minifraturamento entre aproximadamente 12% e 43%, como pode ser visto na Tabela 8.

Tabela 8 – Comparação quantitativa entre as regressões obtidas através do Grupo 1

	Campo Aa	Campo Ab	Campo Ac	Campo Ad
Coeficiente Angular FCP (Grupo 2)	1.6754	2.1097	1.8309	2.0249
Coeficiente Angular LOT (Grupo 1)	2.3982	2.3746	2.6221	2.4366
Razão Coeficientes LOT/FCP	143.1%	112.6%	143.2%	120.3%

Capítulo 6

Conclusões e Recomendações

6.1. Conclusões

O presente trabalho teve como principal objetivo a comparação entre as estimativas da menor tensão horizontal *in situ* obtidas por *Leak Off Tests,* Testes de Injetividade e Testes de Minifraturamento*,* sendo o conhecimento desta tensão um fator de alta importancia para a composição da janela operacional de um poço.

A princípio foram apresentados os conceitos básicos de Mecânica da Rocha e Estabilidade de Poços, possibilitando a compreensão da importante influência desta tensão na estabilidade de um poço durante a perfuração e as diversas consequências que podem vir à tona no caso de problemas operacionais causados pela instabilidade de poços ao se errar nas previsões relativas aos estados de tensões ao redor do poço.

Foram analisadas diferentes bases de dados para possibilitar a coleta dos mesmos e, após o devido tratamento, a confecção das regressões que possibilitaram a comparação direta e posterior análise da diferença entre as estimativas para cada campo.

O motivo da divisão dos resultados por campos é devido ao fato de que se espera que os fatores determinantes da pressão de fechamento de fratura (tensões *in situ,* tectonismo, etc) tenham uma maior probabilidade de divergência para campos distantes, tornando a comparação para poços no mesmo campo mais precisas e representativas.

Os resultados obtidos neste trabalho foram condizentes com o esperado segundo a literatura. Sendo assim, os resultados das regressões obtidas através de LOT's apresentou resultados mais elevados do que as regressões obtidas através de testes de Minifraturamento e TI's. Dessa maneira, para os casos estudados nestre trabalho, o valor da LOP de fato superestima a FCP e, por consequência, a menor tensão horizontal *in situ.*

Adicionalmente, caso a base de dados seja robusta o suficiente em determinado local, é possível que a mesma possa ser utilizada como uma base para extrapolar o comportamento da menor tensão horizontal *in situ* ao se perfurar um novo poço em local próximo com escassez de informações.

Apesar da diferença entre os valores estimados pelos Grupos 1 e 2, é importante destacar que o teste de LOT ainda é uma opção válida para se estimar a menor tensão

horizontal *in situ*. Isso se deve porque para muitos casos apenas se dispõe de dados de LOT's para se confeccionar algum tipo de previsão para um novo poço em fase de exploração, visto que este tipo de teste é utilizado mais frequentemente do que os testes encontrados no Grupo 2. Logo, o valor obtido pela pressão de absorção ainda tem sua utilidade contanto que se tenha em mente que o teste está fornecendo o valor da pressão de absorção, que por sua vez apresenta um resultado superior à da menor tensão horizontal *in situ*.

Nas atividades práticas da indústria de petróleo, a pressão de absorção é normalmente utilizada como um limite superior na janela operacional ao se tentar evitar a reabertura de fraturas durante a perfuração. Contudo, é importante notar que a pressão de absorção, como já discutido anteriormente neste trabalho e na literatura, não é a medida mais representativa para este valor.

Sendo assim, este trabalho não acarretou em um grande custo computacional ou na aplicação direta de equações matemáticas complexas. Através da organização de todos os relatórios estudados e o tratamento devido de todos os dados obtidos possibilitou a diferenciação prática dos valores obtidos pelos Grupos 1 e 2.

6.2. Recomendações

Através da experiência adquirida durante o desenvolvimento deste trabalho e da base teórica discutida, podem ser adotas as seguintes sugestões para trabalhos posteriores:

- Aumento do tamanho da amostra que compõe as bases de dados. Contudo, como o resultado destes testes são, em sua grande maioria, confidenciais, estes resultados dificilmente serão publicados;

- Durante este trabalho os poços com uma baixa inclinação foram considerados verticais. O aprimoramento da teoria deste estudo poderia melhorar a representatividade através de uma análise quantitativa da influência da direcionalidade dos poços nos resultados dos testes. Uma possibilidade seria a utilização das equações relativas aos sistemas de coordenadas utilizados de forma a decompor a tensão obtida nos testes em componentes verticais e horizontais, permitindo de fato a obtenção das tensões horizontais.

- Um dos maiores obstáculos neste trabalho foi a falta de organização dos relatórios, acarretando em um grande tempo para extrair e normalizar todas as informações obtidas. O desenvolvimento de um *software* com um padrão de normas permitindo a inserção dos dados obtidos através de todos os diferentes testes facilitaria muito a reunião de todos os dados. O próprio *Excel* seria capaz de realizar esta tarefa. A proposta seria um tipo de banco de dados que recebesse essas informações dos

testes de uma forma padronizada e adicionasse os mesmos em tabelas e gráficos em função da localidade de cada teste automaticamente, aumentando as amostras das regressõese e tabelas à medida que os dados fossem adicionados.

Referências Bibliográficas

ADDIS, et al., 1998, “A comparison of Leak-Off Test and Extended Leak-Off Test Data for Stress Estimation”. SPE/ISRM 47235. *SPE/ISRM Erouck ’98*. Trondheim, Norway, 8-10 Julho.

Aadnoy, et al, 2009, “Fracture Mechanics Interpretation of Leak-Off Tests”. SPE 126452. *Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition.* Kuwait City, Kuwait, 14-16 Dezembro.

BORGES, A.F., 2013, Notas de Aula da Disciplina de Graduação Introdução à Mecânica das Rochas (IGL512) do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

COUTO, P., 2012, 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.

Ferreira, M.F.S., 2011, *Relatório de Laboratório de Materiais de Construção Mecânica*. Em: Relatório de Laboratório, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Mina Gerais, Belo Horizonte.

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

Freire *et al*, 2010, “Abnormal Pore Pressure Mechanisms in Brazil”. ARMA 10-407. *44th US Rock Mechanics Symposium* and *5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium.* Salt Lake City, United States, 27-30 Junho.

GONÇALVES, C.J.C., 2008, Notas de Aula da Disciplina Geomecânica e Estabilidade de Poços, Petrobras, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

INITELABS [Internet]. México; 2016 [citado em 2016 Nov 28]. Disponível em: http://gc.initelabs.com/recursos/files/r145r/w1450w/U6liga6.htm

INTECH [Internet]. USA; 2016 [citado em 2016 Nov 28]. Disponível em: http://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulic-fracturing/hydraulic-fracturing-mine-back-trials-design-rationale-and-project-status

Kunze, K.R., Steiger, P.R., 1991, “*Extended Leakoff Tests to Measure In Situ Stress During Drilling”.* ISBN 906191194X. Exxon Production Research, Houston, Texas, USA.

PETROBRAS [Internet]. Brasil; 2016 [citado em 2016 Nov 29]. Disponível em: http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-os-diferentes-tipos-de-pocos-de-petroleo-e-gas-natural.htm

ROCHA, L.A.S., *et al*., 2003, “How Water Depth Affects Extended Reach Drilling”. OTC 15326. *Offshore Technology Conference.* Houston, Texas, USA, 5-8 Maio.

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, S.C., 2007, "*Estabilidade de Poços de Petróleo em Rochas Fraturadas: Modelagens Computacionais e Solução Analítica".* Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil.

SCHLUMBERGER [Internet]; USA; 2016. [citado em 2016 Nov 29]. Disponível em: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/tvd.aspx

SP [Internet]. Suécia; 2016 [citado em 2016 Nov 28]. Disponível em: https://www.sp.se/en/index/services/rockmechanicaltesting/triaxial/Sidor/default.aspx

UFJF [Internet]. Brasil; 2016 [citado em 2016 Nov 26]. Disponível em: http://www.ufjf.br/nugeo/files/2009/11/07-MS-Unidade-05-Resist%C3%AAncia-Parte-2-2013.pdf

University of Texas [Internet]. USA; 2016 [citado em 2016 Nov 29]. Disponível em: http://johnfoster.pge.utexas.edu/PGE334-ResGeomechanics/slides/Lecture21.slides.html#/4

VILLELA, J., 2010, "*Avaliação Da Sensibilidade De Um Modelo Elastoplástico Em Elementos Finitos Para A Análise De Estabilidade Em Poços De Petróleo*". Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil.

Apêndice I

Tabelas do Campo Aa – Grupo 1

Tabela 9 - Dados básicos dos poços do Campo Aa que fazem parte do Grupo 1.

Bacia	Campo	Nome do Poço	Geometria	Classificação	TVD (m)	MD (m)	Lâmina D'água (m)	Mesa Rotativa (m)
A	Aa	Aa1	Direcional	Produção	1793.11	1794.00	604.00	22.00
A	Aa	Aa2	Direcional	Produção	1651.11	1673.00	599.00	28.00
A	Aa	Aa2	Direcional	Produção	2468.85	2522.00	599.00	28.00
A	Aa	Aa3	Direcional	Produção	1524.91	1525.00	475.00	30.00
A	Aa	Aa3	Direcional	Produção	2558.12	2652.00	475.00	30.00
A	Aa	Aa4	Direcional	Produção	1661.17	1733.01	600.00	22.00
A	Aa	Aa4	Direcional	Produção	2359.85	2552.01	600.00	22.00
A	Aa	Aa5	Direcional	Producao	946.95	947.00	548.00	22.00
A	Aa	Aa5	Direcional	Producao	1693.96	1756.00	548.00	22.00
A	Aa	Aa6	Direcional	Produção	1785.85	1893.00	370.00	25.00
A	Aa	Aa7	Direcional	Produção	1744.92	1789.09	370.00	25.00
A	Aa	Aa7	Direcional	Produção	2549.89	2647.12	370.00	25.00
A	Aa	Aa8	Direcional	Produção	1783.48	1888.00	370.00	25.00
A	Aa	Aa8	Direcional	Produção	2538.49	2785.72	370.00	25.00
A	Aa	Aa10	Direcional	Produção	1807.15	1896.00	455.00	25.00
A	Aa	Aa11	Direcional	Produção	1459.04	1508.00	455.00	25.00

Tabela 10 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 1 no campo Aa.

Nome do Poço	Profundidade de Sedimentos (m)	Pressão LDA (psi)	LOT (ppg)	Pressão Total (psi)	Pressão de Sedimentos (psi)	Tipo de Teste
Aa1	1189.11	874.83	12.80	3910.99	3036.15	LOT
Aa2	1052.11	867.59	12.50	3516.86	2649.27	LOT
Aa2	1869.85	867.59	12.80	5384.86	4517.27	LOT
Aa3	1049.91	687.99	13.10	3403.97	2715.98	FIT
Aa3	2083.12	687.99	12.30	5361.61	4673.62	LOT
Aa4	1061.17	869.04	12.20	3453.37	2584.33	LOT
Aa4	1759.85	869.04	12.90	5187.33	4318.29	LOT
Aa5	398.95	793.72	10.00	1613.60	819.88	LOT
Aa5	1145.96	793.72	11.90	3434.94	2641.22	LOT
Aa6	1415.85	535.91	12.00	3651.71	3115.80	FIT
Aa7	1374.92	535.91	14.00	4162.68	3626.77	LOT
Aa7	2179.89	535.91	13.90	6039.57	5503.66	LOT
Aa8	1413.48	535.91	12.50	3798.81	3262.90	LOT
Aa8	2168.49	535.91	12.00	5190.70	4654.80	LOT
Aa10	1352.15	659.02	13.30	4095.58	3436.56	LOT
Aa11	1004.04	659.02	13.40	3331.51	2672.49	LOT

Tabelas do Campo Aa – Grupo 2

Tabela 11 - Dados básicos dos poços do Campo Aa que fazem parte do Grupo 2.

Bacia	Campo	Nome do Poço	Geometria	Classificação	TVD (m)	MD (m)	Lâmina D'água (m)	Mesa Rotativa (m)
A	Aa	Aa1	Direcional	Produção	2585.00	2627.26	604.00	22.00
A	Aa	Aa2	Direcional	Produção	2265.00	2311.28	599.00	28.00
A	Aa	Aa3	Direcional	Produção	2605.00	2704.69	475.00	30.00
A	Aa	Aa3	Direcional	Produção	2591.00	2688.95	475.00	30.00
A	Aa	Aa4	Direcional	Produção	2605.00	2835.10	600.00	22.00
A	Aa	Aa5	Direcional	Produção	2520.00	2692.29	550.00	22.00
A	Aa	Aa8	Direcional	Produção	2597.00	2800.27	379.00	25.00
A	Aa	Aa9	Direcional	Produção	2565.00	2734.67	455.00	25.00
A	Aa	Aa11	Direcional	Produção	2610.00	2906.48	455.00	25.00
A	Aa	Aa12	Direcional	Produção	2562.97	3050.00	437.00	25.00
A	Aa	Aa12	Direcional	Produção	2562.97	3050.00	437.00	25.00
A	Aa	Aa13	Direcional	Injeção	2710.00	2777.34	429.00	27.00
A	Aa	Aa13	Direcional	Injeção	2710.00	2777.34	429.00	27.00
A	Aa	Aa14	vertical	Especial	2935.00	2935.00	1040.00	20.00
A	Aa	Aa15	vertical	Especial	2947.00	2947.00	1036.00	20.00

Tabela 12 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 2 no campo Aa.

Nome do Poço	Profundidade de Sedimentos (m)	Pressão LDA (psi)	FCP (psi)	Pressão de Sedimentos (psi)	Tipo de Teste
Aa1	1959.00	874.83	4110.00	3235.17	Minifraturamento
Aa2	1638.00	867.59	4215.60	3348.01	Minifraturamento
Aa3	2100.00	687.99	3560.70	2872.71	Minifraturamento
Aa3	2086.00	687.99	3560.70	2872.71	Minifraturamento
Aa4	1983.00	869.04	3970.00	3100.96	Minifraturamento
Aa5	1948.00	796.62	3946.00	3149.38	Minifraturamento
Aa8	2193.00	548.94	3946.00	3397.06	Minifraturamento
Aa9	2085.00	659.02	4039.00	3379.98	Minifraturamento
Aa11	2130.00	659.02	4207.00	3547.98	Minifraturamento
Aa12	2100.97	632.95	4364.55	3731.60	Minifraturamento
Aa12	2100.97	632.95	4192.77	3559.82	Teste de Injetividade
Aa13	2254.00	621.36	4719.00	4097.64	Minifraturamento
Aa13	2254.00	621.36	4710.60	4089.24	Teste de Injetividade
Aa14	1875.00	1506.34	4899.47	3393.13	Minifraturamento
Aa15	1891.00	1500.54	5133.50	3632.96	Minifraturamento

Tabelas do Campo Ab – Grupo 1

Tabela 13 - Dados básicos dos poços do Campo Ab que fazem parte do Grupo 1.

Bacia	Campo	Nome do Poço	Geometria	Classificação	TVD (m)	MD (m)	Lâmina D'água (m)	Mesa Rotativa (m)
A	Ab	Ab2	Vertical	Pioneiro	1176.99	1176.99	788.00	30.00
A	Ab	Ab2	Vertical	Pioneiro	2377.97	2377.97	788.00	30.00
A	Ab	Ab4	Vertical	Jazida mais profunda	1224.95	1224.95	839.00	14.00
A	Ab	Ab4	Vertical	Jazida mais profunda	1611.80	1611.80	839.00	14.00
A	Ab	Ab4	Vertical	Jazida mais profunda	2605.84	2605.84	839.00	14.00
A	Ab	Ab5	Direcional	Injeção	1696.63	1720.00	803.00	26.00
A	Ab	Ab6	Direcional	Injeção	1806.23	1835.00	803.00	26.00

Tabela 14 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 1 no campo Ab.

Nome do Poço	Profundidade de Sedimentos (m)	Pressão LDA (psi)	LOT (ppg)	Pressão Total (psi)	Pressão de Sedimentos (psi)	Tipo de Teste
Ab2	388.99	1141.34	9.70	1945.42	804.08	LOT
Ab2	1589.97	1141.34	11.90	4821.95	3680.61	LOT
Ab4	385.95	1215.21	9.80	2045.57	830.36	LOT
Ab4	772.80	1215.21	11.30	3103.55	1888.35	LOT
Ab4	1766.84	1215.21	12.60	5594.84	4379.64	LOT
Ab5	893.63	1163.07	11.10	3209.07	2046.01	LOT
Ab6	1003.23	1163.07	11.30	3477.93	2314.87	LOT

Tabelas do Campo Ab – Grupo 2

Tabela 15 - Dados básicos dos poços do Campo Ab que fazem parte do Grupo 2.

Bacia	Campo	Nome do Poço	Geometria	Classificação	TVD (m)	MD (m)	Lâmina D'água (m)	Mesa Rotativa (m)
A	Ab	Ab1	Vertical	Pioneiro	2481.00	2481.00	890.00	12.00
A	Ab	Ab3	Vertical	Extensão	2720.00	2720.00	1046.00	14.00
A	Ab	Ab3	Vertical	Extensão	2720.00	2720.00	1046.00	14.00
A	Ab	Ab5	Direcional	Injeção	2436.00	2750.00	803.00	26.00
A	Ab	Ab6	Direcional	Injeção	2490.00	2540.30	803.00	26.00

Tabela 16 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 2 no campo Ab.

Nome do Poço	Profundidade de Sedimentos (m)	Pressão LDA (psi)	FCP (psi)	Pressão de Sedimentos (psi)	Tipo de Teste
Ab1	1579	1289.076	4532.30	3243.22	Minifraturamento
Ab3	1660	1515.0264	4727.33	3212.31	Minifraturamento
Ab3	1660	1515.0264	4998.85	3483.82	Teste de Injetividade
Ab5	1607	1163.0652	4713.60	3550.53	Minifraturamento
Ab6	1661	1163.0652	4903.93	3740.87	Minifraturamento

Tabelas do Campo Ac – Grupo 1

Tabela 17 - Dados básicos dos poços do Campo Ac que fazem parte do Grupo 1.

Bacia	Campo	Nome do Poço	Geometria	Classificação	TVD (m)	MD (m)	Lâmina D'água (m)	Mesa Rotativa (m)
A	Ac	Ac3	Vertical	Extensão	1685.98	1685.98	1228.00	14.00
A	Ac	Ac3	Vertical	Extensão	2341.94	2341.94	1228.00	14.00
A	Ac	Ac5	Direcional	Pioneiro Adjacente	2364.65	2364.85	1878.00	32.00
A	Ac	Ac6	Horizontal	Produção	2574.71	2680.00	934.00	17.00
A	Ac	Ac7	Direcional	Produção	1901.01	2062.00	871.00	14.00
A	Ac	Ac8	Direcional	Produção	1838.19	1918.00	930.00	22.00
A	Ac	Ac9	Direcional	Produção	1955.69	2041.00	902.00	14.00
A	Ac	Ac2	Vertical	Pioneiro	1306.95	1306.95	951.00	12.00
A	Ac	Ac2	Vertical	Pioneiro	2537.78	2537.78	951.00	12.00
A	Ac	Ac10	Direcional	Produção	1831.43	1840.00	950.00	22.00
A	Ac	Ac11	Vertical	Produção	1896.99	1896.99	957.00	14.00
A	Ac	Ac12	Direcional	Produção	1842.57	1930.00	851.00	22.00
A	Ac	Ac17	vertical	Injeção	1821.82	1821.82	880.00	22.00
A	Ac	Ac17	vertical	Injeção	2629.69	2629.69	880.00	22.00
A	Ac	Ac18	Direcional	Injeção	2626.70	2880.01	810.00	22.00
A	Ac	Ac18	Direcional	Injeção	1740.62	1803.01	810.00	22.00
A	Ac	Ac19	Direcional	Injeção	1678.74	1743.66	728.00	14.00
A	Ac	Ac21	vertical	Especial	2540.99	2540.99	1962.00	14.00
A	Ac	Ac22	Direcional	Especial	1841.88	1842.00	1135.00	13.00

Tabela 18 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 1 no campo Ac.

Nome do Poço	Profundidade de Sedimentos (m)	Pressão LDA (psi)	LOT (ppg)	Pressão Total (psi)	Pressão de Sedimentos (psi)	Tipo de Teste
Ac3	457.98	1778.64	9.80	2815.45	1036.82	LOT
Ac3	1113.94	1778.64	11.40	4549.36	2770.72	LOT
Ac5	486.65	2720.10	10.60	4271.13	1551.03	LOT
Ac6	1640.71	1352.81	13.20	5791.24	4438.44	LOT
Ac7	1030.01	1261.56	10.60	3433.68	2172.12	FIT
Ac8	908.19	1347.01	13.00	4071.96	2724.95	LOT
Ac9	1053.69	1306.46	10.90	3632.42	2325.96	LOT
Ac2	355.95	1377.43	9.90	2204.77	827.34	LOT
Ac2	1586.78	1377.43	12.20	5275.74	3898.31	LOT
Ac10	881.43	1375.98	12.20	3807.32	2431.34	LOT
Ac11	939.99	1386.12	12.50	4040.59	2654.47	LOT
Ac12	991.57	1232.59	12.30	3861.88	2629.29	LOT
Ac17	941.82	1274.59	12.50	3880.48	2605.88	LOT
Ac17	1749.69	1274.59	12.50	5601.24	4326.65	LOT
Ac18	1816.70	1173.20	12.70	5684.39	4511.18	FIT
Ac18	930.62	1173.20	12.70	3766.84	2593.64	LOT
Ac19	950.74	1054.44	12.90	3690.14	2635.70	LOT
Ac21	578.99	2841.76	11.00	4762.83	1921.07	LOT
Ac22	706.88	1643.93	11.10	3483.81	1839.87	LOT

Tabelas do Campo Ac – Grupo 2

Tabela 19 - Dados básicos dos poços do Campo Ac que fazem parte do Grupo 2.

Bacia	Campo	Nome do Poço	Geometria	Classificação	TVD (m)	MD (m)	Lâmina D'água (m)	Mesa Rotativa (m)
A	Ac	Ac1	Vertical	Pioneiro	2701.50	2701.50	1250.00	14.00
A	Ac	Ac4	Vertical	Extensão	2690.00	2690.00	721.00	24.00
A	Ac	Ac11	Vertical	Produção	2715.00	2715.00	956.00	22.00
A	Ac	Ac13	Vertical	Produção	2735.00	2735.00	752.00	13.00
A	Ac	Ac14	Direcional	Produção	2726.00	2907.00	980.00	14.00
A	Ac	Ac15	Direcional	Produção	2661.00	3013.00	932.00	22.00
A	Ac	Ac16	Direcional	Injeção	2675.00	2690.00	836.00	24.00
A	Ac	Ac16	Direcional	Injeção	2675.00	2690.00	836.00	24.00
A	Ac	Ac17	Vertical	Injeção	2690.00	2690.00	880.00	22.00
A	Ac	Ac18	Direcional	Injeção	2748.00	3023.00	810.00	22.00
A	Ac	Ac18	Direcional	Injeção	2748.00	3023.00	810.00	22.00
A	Ac	Ac19	Direcional	Injeção	2738.00	3010.44	733.00	25.00
A	Ac	Ac20	Direcional	Injeção	2646.00	2667.32	880.00	12.00
A	Ac	Ac23	vertical	Especial	2780.00	2780.00	1917.00	17.00

Tabela 20 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 2 no campo Ac

Nome do Poço	Profundidade de Sedimentos (m)	Pressão LDA (psi)	FCP (psi)	Pressão de Sedimentos (psi)	Tipo de Teste
Ac1	1437.50	1810.50	4560.00	2749.50	Minifraturamento
Ac4	1945.00	1044.30	4528.10	3483.80	Minifraturamento
Ac11	1737.00	1384.67	5117.80	3733.13	Minifraturamento
Ac13	1970.00	1089.20	4561.00	3471.80	2º Minifraturamento
Ac14	1732.00	1419.43	4831.00	3411.57	Minifraturamento
Ac15	1707.00	1349.91	4750.00	3400.09	Minifraturamento
Ac16	1815.00	1210.86	4237.00	3026.14	1º Minifraturamento
Ac16	1815.00	1210.86	4206.00	2995.14	2º Minifraturamento
Ac17	1788.00	1274.59	4624.50	3349.91	1º Minifraturamento
Ac18	1916.00	1173.20	4445.00	3271.80	2º Minifraturamento
Ac18	1916.00	1173.20	4406.67	3233.47	Teste de Injetividade
Ac19	1980.00	1061.68	4503.90	3442.22	Minifraturamento
Ac20	1754.00	1274.59	4654.35	3379.76	Minifraturamento
Ac23	846.00	2776.58	4851.30	2074.72	Minifraturamento

.

Tabelas do Campo Ad – Grupo 1

Tabela 21 - Dados básicos dos poços do Campo Ad que fazem parte do Grupo 1.

Bacia	Campo	Nome do Poço	Geometria	Classificação	TVD (m)	MD (m)	Lâmina D'água (m)	Mesa Rotativa (m)
A	Ad	Ad1	Vertical	Pioneiro	2253.99	2253.99	1853.00	14.00
A	Ad	Ad1	Vertical	Pioneiro	2597.93	2597.93	1853.00	14.00
A	Ad	Ad2	Vertical	Extensão	2195.95	2195.95	1838.00	24.00
A	Ad	Ad2	Vertical	Extensão	2862.91	2862.91	1838.00	24.00
A	Ad	Ad3	Vertical	Extensão	2257.88	2257.88	1681.00	25.00
A	Ad	Ad3	Vertical	Extensão	2610.85	2610.85	1681.00	25.00
A	Ad	Ad4	Direcional	Jazida mais profunda	2526.99	2527.00	1828.00	30.00
A	Ad	Ad4	Direcional	Jazida mais profunda	2526.99	2527.00	1828.00	24.00
A	Ad	Ad4	Direcional	Jazida mais profunda	3174.46	3189.75	1828.00	30.00
A	Ad	Ad4	Direcional	Jazida mais profunda	3174.46	3189.75	1828.00	30.00
A	Ad	Ad5	Vertical	Produção	2525.99	2525.99	1796.00	30.00
A	Ad	Ad5	Vertical	Produção	3126.97	3126.97	1796.00	30.00
A	Ad	Ad6	Direcional	Produção	3055.35	3116.60	1819.00	14.00
A	Ad	Ad8	Direcional	Produção	3259.60	3415.00	1848.00	24.00
A	Ad	Ad9	Direcional	Produção	2465.12	2466.00	1878.00	30.00
A	Ad	Ad9	Direcional	Produção	2465.12	2466.00	1878.00	30.00
A	Ad	Ad10	Vertical	Produção	2616.55	2616.55	1823.00	30.00
A	Ad	Ad10	Vertical	Produção	3259.84	3259.84	1823.00	30.00
A	Ad	Ad11	Vertical	Produção	3054.44	3054.44	1861.00	24.00
A	Ad	Ad12	Direcional	Produção	2565.93	2572.00	1774.00	24.00
A	Ad	Ad12	Direcional	Produção	2565.93	2572.00	1774.00	25.00
A	Ad	Ad13	Direcional	Produção	2299.00	2299.50	1702.00	25.00
A	Ad	Ad13	Direcional	Produção	2781.73	2862.00	1702.00	25.00
A	Ad	Ad14	Direcional	Produção	2323.60	2324.00	1705.00	27.00
A	Ad	Ad14	Direcional	Produção	2901.81	2957.99	1705.00	27.00
A	Ad	Ad15	Direcional	Produção	3166.86	3249.01	1816.00	25.00
A	Ad	Ad16	Direcional	Produção	2895.00	2940.00	1852.00	14.00
A	Ad	Ad18	Direcional	Produção	2706.08	2832.77	1845.00	24.00
A	Ad	Ad20	Direcional	Produção	2785.29	2814.00	1834.00	25.00
A	Ad	Ad20	Direcional	Produção	2793.93	2823.01	1834.00	25.00
A	Ad	Ad21	Direcional	Produção	2441.99	2442.00	1869.00	25.00
A	Ad	Ad22	Vertical	Produção	2318.89	2318.89	1665.00	25.00
A	Ad	Ad22	Vertical	Produção	2718.81	2718.81	1665.00	25.00
A	Ad	Ad23	Vertical	Produção	2653.91	2653.91	1877.00	14.00
A	Ad	Ad23	Vertical	Produção	3137.87	3137.87	1877.00	14.00
A	Ad	Ad24	Direcional	Produção	3178.13	3186.00	1853.00	24.00

A	Ad	Ad24	Direcional	Produção	2369.20	2369.60	1853.00	24.00
A	Ad	Ad25	Direcional	Produção	2550.50	2568.00	1819.00	25.00
A	Ad	Ad25	Direcional	Produção	3170.24	3259.00	1819.00	25.00
A	Ad	Ad26	Direcional	Injeção	2824.18	2827.00	1794.00	25.00
A	Ad	Ad27	vertical	Injeção	2875.89	2875.89	1868.00	24.00
A	Ad	Ad34	vertical	Especial	2603.00	2603.00	1800.00	27.00

Tabela 22 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 1 no campo Ad.

Nome do Poço	Profundidade de Sedimentos (m)	Pressão LDA (psi)	LOT (ppg)	Pressão Total (psi)	Pressão de Sedimentos (psi)	Tipo de Teste
Ad1	400.99	2683.89	9.10	3495.13	811.24	LOT
Ad1	744.93	2683.89	10.00	4426.87	1742.99	LOT
Ad2	357.95	2662.16	9.30	3479.97	817.81	LOT
Ad2	1024.91	2662.16	11.70	5707.73	3045.57	LOT
Ad3	576.88	2434.76	9.60	3693.53	1258.77	LOT
Ad3	929.85	2434.76	10.30	4582.36	2147.59	LOT
Ad4	698.99	2647.68	10.00	4305.99	1658.32	FIT
Ad4	698.99	2647.68	10.20	4392.11	1744.44	FIT
Ad4	1346.46	2647.68	10.70	5787.93	3140.25	FIT
Ad4	1346.46	2647.68	9.50	5138.82	2491.14	LOT
Ad5	729.99	2601.33	10.20	4390.37	1789.05	FIT
Ad5	1330.97	2601.33	10.30	5488.21	2886.88	FIT
Ad6	1236.35	2634.64	11.50	5987.26	3352.62	LOT
Ad8	1411.60	2676.64	11.20	6220.88	3544.24	FIT
Ad9	587.12	2720.10	9.80	4116.55	1396.46	LOT
Ad9	587.12	2720.10	9.60	4032.54	1312.45	LOT
Ad10	793.55	2640.43	10.20	4547.77	1907.34	LOT
Ad10	1436.84	2640.43	11.10	6165.79	3525.36	LOT
Ad11	1193.44	2695.47	10.70	5569.10	2873.63	LOT
Ad12	791.93	2569.46	10.70	4678.41	2108.95	FIT
Ad12	791.93	2569.46	10.70	4678.41	2108.95	FIT
Ad13	597.00	2465.18	10.20	3995.85	1530.67	FIT
Ad13	1079.73	2465.18	10.80	5119.27	2654.10	FIT
Ad14	618.60	2469.52	10.20	4038.60	1569.08	FIT
Ad14	1196.81	2469.52	11.00	5439.15	2969.63	FIT
Ad15	1350.86	2630.29	10.80	5828.04	3197.74	LOT
Ad16	1043.00	2682.44	10.20	5031.74	2349.30	LOT
Ad18	861.08	2672.30	10.80	4980.05	2307.76	FIT
Ad20	951.29	2656.37	11.50	5458.05	2801.69	LOT
Ad20	959.93	2656.37	11.50	5474.99	2818.62	LOT
Ad21	572.99	2707.06	10.30	4285.99	1578.93	LOT
Ad22	653.89	2411.59	10.50	4148.96	1737.37	LOT
Ad22	1053.81	2411.59	11.10	5142.47	2730.88	LOT
Ad23	776.91	2718.65	9.80	4431.82	1713.17	LOT
Ad23	1260.87	2718.65	10.50	5614.28	2895.63	LOT

Ad24	1325.13	2683.89	10.30	5578.00	2894.11	FIT
Ad24	516.20	2683.89	9.80	3956.37	1272.49	LOT
Ad25	731.50	2634.64	10.20	4432.97	1798.33	LOT
Ad25	1351.24	2634.64	10.60	5726.21	3091.57	LOT
Ad26	1030.18	2598.43	12.00	5774.88	3176.45	FIT
Ad27	1007.89	2705.61	11.10	5439.57	2733.96	FIT
Ad34	803.00	2607.12	10.80	4790.35	2183.23	LOT

Tabelas do Campo Ad – Grupo 2

Tabela 23 - Dados básicos dos poços do Campo Ad que fazem parte do Grupo 2.

Bacia	Campo	Nome do Poço	Geometria	Classificação	TVD (m)	MD (m)	Lâmina D'água (m)	Mesa Rotativa (m)
A	Ad	Ad1	Vertical	Pioneiro	3390.00	3390.00	1853.00	14.00
A	Ad	Ad1	Vertical	Pioneiro	3335.00	3335.00	1853.00	14.00
A	Ad	Ad2	Vertical	Extensão	3237.00	3237.00	1833.00	26.50
A	Ad	Ad2	Vertical	Extensão	3237.00	3237.00	1833.00	26.50
A	Ad	Ad3	Vertical	Extensão	3297.00	3297.00	1679.00	15.00
A	Ad	Ad3	Vertical	Extensão	3297.00	3297.00	1679.00	15.00
A	Ad	Ad3	Vertical	Extensão	3297.00	3297.00	1679.00	15.00
A	Ad	Ad4	Direcional	Jazida mais profunda	3232.00	3254.56	1828.00	24.00
A	Ad	Ad4	Direcional	Jazida mais profunda	3232.00	3254.56	1828.00	24.00
A	Ad	Ad6	Direcional	Produção	3449.00	3580.47	1819.00	14.00
A	Ad	Ad7	Direcional	Produção	3399.00	3578.00	1848.00	24.00
A	Ad	Ad7	Direcional	Produção	3399.00	3578.00	1848.00	24.00
A	Ad	Ad12	Direcional	Produção	3090.00	3174.80	1773.00	24.00
A	Ad	Ad12	Direcional	Produção	3023.00	3096.68	1773.00	24.00
A	Ad	Ad12	Direcional	Produção	3090.00	3174.80	1773.00	24.00
A	Ad	Ad12	Direcional	Produção	3023.00	3096.68	1773.00	24.00
A	Ad	Ad13	Direcional	Produção	3172.00	3289.00	1701.00	25.00
A	Ad	Ad13	Direcional	Produção	3172.00	3289.00	1701.00	25.00
A	Ad	Ad14	Direcional	Produção	3002.00	3067.48	1705.00	27.00
A	Ad	Ad14	Direcional	Produção	3054.50	3126.03	1705.00	27.00
A	Ad	Ad14	Direcional	Produção	3002.00	3067.48	1705.00	27.00
A	Ad	Ad14	Direcional	Produção	3054.50	3126.03	1705.00	27.00
A	Ad	Ad14	Direcional	Produção	3093.00	3168.87	1705.00	27.00
A	Ad	Ad15	Direcional	Produção	3465.00	3664.86	1819.00	25.00
A	Ad	Ad16	Direcional	Produção	3475.00	3634.72	1852.00	14.00
A	Ad	Ad16	Direcional	Produção	3438.00	3590.38	1852.00	14.00
A	Ad	Ad16	Direcional	Produção	3387.00	3528.91	1852.00	14.00
A	Ad	Ad17	Direcional	Produção	3424.00	3452.06	1843.00	24.00
A	Ad	Ad17	Direcional	Produção	3381.00	3407.84	1843.00	24.00
A	Ad	Ad17	Direcional	Produção	3320.00	3345.06	1843.00	24.00

A	Ad	Ad18	Direcional	Produção	3267.00	3665.87	1845.00	24.00
A	Ad	Ad18	Direcional	Produção	3267.00	3665.87	1845.00	24.00
A	Ad	Ad19	Vertical	Produção	3295.00	3295.00	1848.00	27.00
A	Ad	Ad19	Vertical	Produção	3275.00	3275.00	1848.00	27.00
A	Ad	Ad19	Vertical	Produção	3230.00	3230.00	1848.00	27.00
A	Ad	Ad19	Vertical	Produção	3295.00	3295.00	1848.00	27.00
A	Ad	Ad20	Direcional	Produção	3305.00	3365.46	1834.00	25.00
A	Ad	Ad22	Vertical	Produção	2791.50	2791.50	1665.00	24.00
A	Ad	Ad22	Vertical	Produção	2835.00	2835.00	1665.00	24.00
A	Ad	Ad22	Vertical	Produção	2860.00	2860.00	1665.00	24.00
A	Ad	Ad23	Vertical	Produção	3506.00	3506.00	1890.00	14.00
A	Ad	Ad23	Vertical	Produção	3275.00	3275.00	1890.00	14.00
A	Ad	Ad23	Vertical	Produção	3305.00	3305.00	1890.00	14.00
A	Ad	Ad23	Vertical	Produção	3350.00	3350.00	1890.00	14.00
A	Ad	Ad23	Vertical	Produção	3428.00	3428.00	1890.00	14.00
A	Ad	Ad23	Vertical	Produção	3275.00	3275.00	1890.00	14.00
A	Ad	Ad24	Direcional	Produção	3235.00	3243.56	1853.00	25.00
A	Ad	Ad24	Direcional	Produção	3285.00	3294.13	1853.00	25.00
A	Ad	Ad24	Direcional	Produção	3235.00	3243.56	1853.00	25.00
A	Ad	Ad24	Direcional	Produção	3285.00	3294.13	1853.00	25.00
A	Ad	Ad25	Direcional	Produção	3328.00	3439.42	1825.00	25.00
A	Ad	Ad27	vertical	Injeção	3253.00	3253.00	1868.00	24.00
A	Ad	Ad27	vertical	Injeção	3253.00	3253.00	1868.00	24.00
A	Ad	Ad28	Direcional	Injeção	3516.00	3619.99	1874.00	25.00
A	Ad	Ad28	Direcional	Injeção	3473.00	3568.53	1874.00	25.00
A	Ad	Ad28	Direcional	Injeção	3422.00	3507.27	1874.00	25.00
A	Ad	Ad29	vertical	Injeção	3518.50	3518.50	1858.00	26.00
A	Ad	Ad29	vertical	Injeção	3458.00	3458.00	1858.00	26.00
A	Ad	Ad29	vertical	Injeção	3518.50	3518.50	1858.00	26.00
A	Ad	Ad29	vertical	Injeção	3458.00	3458.00	1858.00	26.00
A	Ad	Ad30	vertical	Injeção	3530.00	3530.00	1838.00	25.00
A	Ad	Ad30	vertical	Injeção	3480.00	3480.00	1838.00	25.00
A	Ad	Ad30	vertical	Injeção	3660.00	3660.00	1838.00	25.00
A	Ad	Ad30	vertical	Injeção	3660.00	3660.00	1838.00	25.00
A	Ad	Ad30	vertical	Injeção	3480.00	3480.00	1838.00	25.00
A	Ad	Ad31	Direcional	Injeção	3550.00	3690.82	1763.00	24.00
A	Ad	Ad31	Direcional	Injeção	3512.00	3645.03	1763.00	24.00
A	Ad	Ad31	Direcional	Injeção	3452.00	3573.40	1763.00	24.00
A	Ad	Ad31	Direcional	Injeção	3550.00	3690.82	1763.00	24.00
A	Ad	Ad31	Direcional	Injeção	3452.00	3573.40	1763.00	24.00
A	Ad	Ad32	Direcional	Injeção	3426.00	3484.51	1803.00	25.00
A	Ad	Ad32	Direcional	Injeção	3426.00	3484.51	1803.00	25.00
A	Ad	Ad33	Direcional	Especial	3494.00	3619.78	1777.00	25.00
A	Ad	Ad33	Direcional	Especial	3454.00	3564.52	1777.00	25.00
A	Ad	Ad33	Direcional	Especial	3403.00	3493.67	1777.00	25.00
A	Ad	Ad33	Direcional	Especial	3494.00	3619.78	1777.00	25.00
A	Ad	Ad33	Direcional	Especial	3454.00	3564.52	1777.00	25.00

A	Ad	Ad34	vertical	Especial	3140.00	3140.00	1800.00	24.00
A	Ad	Ad34	vertical	Especial	3090.00	3090.00	1800.00	24.00

Tabela 24 - Valores calculados para compor as regressões do Grupo 2 no campo Ad.

Nome do Poço	Profundidade de Sedimentos (m)	Pressão LDA (psi)	FCP (psi)	Pressão de Sedimentos (psi)	Tipo de Teste
Ad1	1523.00	2683.89	6142.00	3458.11	2º Minifraturamento
Ad1	1468.00	2683.89	6053.00	3369.11	Minifraturamento
Ad2	1377.50	2654.92	5654.50	2999.58	Minifraturamento
Ad2	1377.50	2654.92	5339.70	2684.78	Teste de Injetividade
Ad3	1603.00	2431.86	5569.00	3137.14	Minifraturamento
Ad3	1603.00	2431.86	5398.00	2966.14	Teste de Injetividade (1º)
Ad3	1603.00	2431.86	5450.00	3018.14	Teste de Injetividade (2º)
Ad4	1380.00	2647.68	5438.80	2791.12	Minifraturamento
Ad4	1380.00	2647.68	5672.00	3024.32	Teste de Injetividade
Ad6	1616.00	2634.64	5791.50	3156.86	Minifraturamento
Ad7	1527.00	2676.64	6584.00	3907.36	Minifraturamento
Ad7	1527.00	2676.64	7250.00	4573.36	Teste de Injetividade
Ad12	1293.00	2568.01	5605.00	3036.99	Minifraturamento
Ad12	1226.00	2568.01	5430.00	2861.99	Minifraturamento
Ad12	1293.00	2568.01	5493.00	2924.99	Teste de Injetividade
Ad12	1226.00	2568.01	5404.00	2835.99	Teste de Injetividade
Ad13	1446.00	2463.73	5233.00	2769.27	Minifraturamento
Ad13	1446.00	2463.73	5197.00	2733.27	Teste de Injetividade
Ad14	1270.00	2469.52	5635.00	3165.48	Minifraturamento
Ad14	1322.50	2469.52	5934.00	3464.48	Minifraturamento
Ad14	1270.00	2469.52	5567.50	3097.98	Teste de Injetividade
Ad14	1322.50	2469.52	5790.00	3320.48	Teste de Injetividade
Ad14	1361.00	2469.52	5260.00	2790.48	Teste de Injetividade
Ad15	1621.00	2634.64	6235.00	3600.36	Minifraturamento
Ad16	1609.00	2682.44	6063.00	3380.56	Minifraturamento
Ad16	1572.00	2682.44	5702.20	3019.76	Minifraturamento
Ad16	1521.00	2682.44	6236.00	3553.56	Minifraturamento
Ad17	1557.00	2669.40	5139.00	2469.60	Minifraturamento
Ad17	1514.00	2669.40	5399.00	2729.60	Minifraturamento
Ad17	1453.00	2669.40	5399.50	2730.10	Minifraturamento

Ad18	1398.00	2672.30	5550.00	2877.70	Minifraturamento
Ad18	1398.00	2672.30	5730.00	3057.70	Teste de Injetividade
Ad19	1420.00	2676.64	5530.00	2853.36	Minifraturamento
Ad19	1400.00	2676.64	5590.00	2913.36	Minifraturamento
Ad19	1355.00	2676.64	5452.50	2775.86	Minifraturamento
Ad19	1420.00	2676.64	5520.00	2843.36	Teste de Injetividade
Ad20	1446.00	2656.37	4982.80	2326.43	Minifraturamento
Ad22	1102.50	2411.59	4926.33	2514.75	Minifraturamento
Ad22	1146.00	2411.59	5022.70	2611.11	Minifraturamento
Ad22	1171.00	2411.59	4908.40	2496.81	Minifraturamento
Ad23	1602.00	2737.48	6194.60	3457.12	Minifraturamento
Ad23	1371.00	2737.48	4949.00	2211.52	Minifraturamento
Ad23	1401.00	2737.48	4886.70	2149.22	Minifraturamento
Ad23	1446.00	2737.48	5130.00	2392.52	Minifraturamento
Ad23	1524.00	2737.48	6404.20	3666.72	Minifraturamento
Ad23	1371.00	2737.48	4965.00	2227.52	Teste de Injetividade
Ad24	1357.00	2683.89	5014.33	2330.45	Minifraturamento
Ad24	1407.00	2683.89	5312.40	2628.51	Minifraturamento
Ad24	1357.00	2683.89	5232.85	2548.96	Teste de Injetividade
Ad24	1407.00	2683.89	5277.00	2593.11	Teste de Injetividade
Ad25	1478.00	2643.33	4911.35	2268.02	Minifraturamento
Ad27	1361.00	2705.61	5036.00	2330.39	Minifraturamento
Ad27	1361.00	2705.61	5105.00	2399.39	Teste de Injetividade
Ad28	1617.00	2714.30	5353.00	2638.70	Minifraturamento
Ad28	1574.00	2714.30	5711.00	2996.70	Minifraturamento
Ad28	1523.00	2714.30	5389.00	2674.70	Minifraturamento
Ad29	1634.50	2691.13	5870.00	3178.87	Minifraturamento
Ad29	1574.00	2691.13	5711.00	3019.87	Minifraturamento
Ad29	1634.50	2691.13	6006.50	3315.37	Teste de Injetividade
Ad29	1574.00	2691.13	5700.00	3008.87	Teste de Injetividade
Ad30	1667.00	2662.16	6153.00	3490.84	Minifraturamento
Ad30	1617.00	2662.16	5667.00	3004.84	Minifraturamento
Ad30	1797.00	2662.16	6077.00	3414.84	Minifraturamento (2003)
Ad30	1797.00	2662.16	6144.00	3481.84	Minifraturamento (2004)
Ad30	1617.00	2662.16	5687.00	3024.84	Teste de Injetividade
Ad31	1763.00	2553.53	5832.00	3278.47	Minifraturamento
Ad31	1725.00	2553.53	5917.00	3363.47	Minifraturamento
Ad31	1665.00	2553.53	5815.00	3261.47	Minifraturamento

Ad31	1763.00	2553.53	5845.00	3291.47	Teste de Injetividade
Ad31	1665.00	2553.53	5740.00	3186.47	Teste de injetividade
Ad32	1598.00	2611.47	5517.00	2905.53	Minifraturamento
Ad32	1598.00	2611.47	5523.50	2912.03	Teste de Injetividade
Ad33	1692.00	2573.81	6138.20	3564.39	Minifraturamento
Ad33	1652.00	2573.81	6314.20	3740.39	Minifraturamento
Ad33	1601.00	2573.81	6220.00	3646.19	Minifraturamento
Ad33	1692.00	2573.81	6152.70	3578.89	Teste de injetividade
Ad33	1652.00	2573.81	6318.20	3744.39	Teste de Injetividade
Ad34	1316.00	2607.12	5949.90	3342.78	Minifraturamento
Ad34	1266.00	2607.12	5823.00	3215.88	Minifraturamento