



Dília Isabel López Gamero

Análise de Estabilidade de Poços em Formações Anisotrópicas

Dissertação de mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro

Abril de 2016



Dília Isabel López Gamero

**Análise de Estabilidade de Poços
em Formações Anisotrópicas**

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

Prof. Sergio Augusto Barreto da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Eurípedes do Amaral Vargas Júnior

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Paulo Couto

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do

Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 29 de abril de 2016.

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

Dilia Isabel López Gamero

Graduou-se em Engenharia de Petróleo pela Universidade Nacional de Colômbia (Medellín-Colômbia) em 2012. Durante a graduação, atuou como monitor na área de perfuração de poços de petróleo e pesquisador na área de modelagem numérica em reservatórios de petróleo aplicada à precipitação de asfaltenos.

Ficha Catalográfica

López, Dilia Isabel Gamero

Análise de Estabilidade de Poços em Formações Anisotrópicas / Dilia Isabel López Gamero ; orientador: Sergio Augusto Barreto da Fontoura. - 2016.

101 f. il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado) –Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2015.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia civil – Teses. 2. Formações Anisotrópicas. 3. Estabilidade de Poços. 4. Anisotropia. I. Fontoura, Sergio Augusto Barreto da. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. IV. Título.

CDD: 624

Aos meus pais Fabio López e Evelyn Gamero

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus por permitir-me realizar este mestrado, por ser minha guia sempre e pela fortaleza e sabedoria que deu-se em momentos difíceis.

Agradeço a meu orientador Sergio Barreto da Fontoura, pelo apoio, a confiança e pelas opiniões, críticas e conselhos durante este trabalho. O senhor é um exemplo a seguir neste caminho que ainda começo.

A CAPES e a PUC-Rio– pela concessão da bolsa de mestrado e oportunidade de ingresso.

Agradeço a meus pais, Fabio Manuel López e Evelyn Gamero e irmãos, Fabio Luis e Angel David, pelo apoio em todo momento, pelo amor que sempre me têm regalado e por estar presente mesmo desde a distância cada vez que precisava de vocês. Faze-los sentir orgulhosos de mim é minha felicidade e meu propósito da minha vida.

Agradeço a meu namorado, meu apoio e meu melhor amigo, Carlos Andrés Cedeño, por sua compressão, pelo carinho, pelo acompanhamento nesta fase da minha vida e por estar sempre do outro lado do telefone para me escutar cada vez que precisava de você. Você é muito importante para mim.

Gostaria de agradecer a minha amiga e irmã, Dalma Cerro Arrieta, por todas aventuras e momentos que temos vivido juntas, pelas conversações ao final do dia, por ser minha professora resolvendo sempre minhas dúvidas e pelos conselhos (são sua especialidade).

A minha família na Colômbia e especialmente a minha avó Cristina Tirado, por ter me presente em suas orações e pelos momentos especiais que passamos sempre que eu retorno.

Agradeço ao professor e excelente profissional, Gildardo Osorio, pelas sugestões e por ter compartilhado seus conhecimentos em relação à área de estudo desta dissertação com grande amabilidade.

Agradeço a os amigos que conheci nesta fase, e que têm se convertido na minha família n Brasil, Mario Ramirez (marito), Leydi Perez, Lorena Chamorro, Renato e Sergio Gutierrez (os gêmeos), William Mendez (Will-I-Am), Juan Pablo Villate (el juanpis), Luisa Rivera, Jhon Forero (el harry), Eliot Pezo, Margarita Habran, Carolina Sanchez, Natalia Tavares, Ian Paes, Mariana Silveira, pelas alegrias vivenciadas neste país e pelos “cafesitos” todas as tardes.

A meus amigos na Colômbia, por as palavras de apoio nos momentos certos.

Agradeço ao Grupo de Tecnologia e Engenharia do Petróleo (GTEP) pela oportunidade de desenvolvimento acadêmico e profissional. Especialmente agradeço a Daniele Oliveira por sua ajuda e colaboração.

Resumo

López, Dilia Isabel Gamero; Fontoura, Sergio Augusto Barreto (Orientador). **Análise de Estabilidade de Poços em formações anisotrópicas.** Rio de Janeiro, 2016. 101p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os problemas de instabilidade de poços durante a perfuração, têm sido um tema de estudo e de interesse muito relevante na indústria, devido às consequências com as quais estão relacionados, por exemplo, o tempo perdido na operação e o consequente aumento de custo do projeto. Nos estudos de análise de estabilidade, com intuito de otimizar a perfuração do poço, normalmente eram assumidas propriedades isotrópicas do meio. Com o desenvolvimento da indústria do petróleo e as novas fronteiras exploratórias, faz-se necessário um estudo mais realista e aprofundado de estabilidade de poços. Este trabalho teve como objetivo a otimização da janela operacional, esta que por sua vez define os limites admissíveis de peso do fluido de perfuração, para que se mantenha a estabilidade do poço. Desta forma, foi desenvolvido um estudo numérico da distribuição de tensões e uma análise analítica para a verificação de falha ao redor do poço, no qual são consideradas as propriedades elásticas anisotrópicas além de critérios de falha na rocha intacta e no plano de fraqueza. Os softwares ABAQUS® e MATLAB® foram utilizados para a realização dos cálculos necessários no estudo. Os resultados das avaliações realizadas, mostram que a consideração da anisotropia (e de características do meio, como planos de fraqueza) é necessária em estudos deste tipo, pois dependendo do conjunto de propriedades analisadas, estas mostraram que a anisotropia possui um efeito significativo sobre os limites da janela operacional.

Palavras-chave

Estabilidade de poços; formações anisotrópicas; anisotropia.

Abstract

López, Dilia Isabel Gamero; Fontoura, Sergio Augusto Barreto (Advisor). **Wellbore Stability Analysis in Anisotropic Formations**. Rio de Janeiro, 2016. 101p. Msc. Dissertation - Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Wells stability problems during drilling processes have been a subject of study and interest in the oil and gas industry due to its consequences, such as non-productive times (NPTs), formation damage, Wells integrity and economic impacts. Isotropic properties in the formation usually had been assumed, however, it is necessary to define more realistic models to represent well stability. In this research, a numerical stress distribution and an analytical analysis have been proposed in order to calculate rock failure around the wellbore and optimize operative mud window, considering anisotropic elastic properties and failure criteria in the intact rock and in the plane of weakness. ABAQUS® and MATLAB® software were used to represent and solve the numerical-analytical model. The results presented in the assessment proved that the anisotropy consideration (including characteristics of the formation that can induce anisotropy, as plane of weakness) is necessary to be taken in count in this type of investigation because depending of the set of analyzed properties, the range of the operating mud weight window could significantly change.

Keywords

Wellbore stability; anisotropic formations; anisotropy.

Sumário

1 Introdução	16
1.1. Relevância e motivação	16
1.2. Objetivos e Metodologia	17
1.3. Organização da dissertação	18
2 Revisão Bibliográfica	19
2.1. Formações anisotrópicas	19
2.2. Elasticidade anisotrópica	21
2.2.1. Um plano de simetria elástica	24
2.2.2. Três planos de simetria elástica	24
2.2.3. Um eixo de simetria de rotação elástica	25
2.2.4. Simetria total	26
2.3. Critérios de ruptura	26
2.3.1. Falha por tração	26
2.3.2. Falha por cisalhamento	28
2.4. Estabilidade de poços em formações anisotrópicas	35
2.4.1. Trabalhos realizados	37
2.4.2. Distribuição das tensões ao redor do poço	43
2.4.3. Ocorrência de ruptura	48
3 Metodologia para análise de estabilidade de poço em meios anisotrópicos	49
3.1. Descrição do procedimento	49
3.1.1. Modelagem de tensões ao redor do poço	51
3.1.2. Ruptura ao redor do poço	59
4 Resultados	63
4.1. Estudo paramétrico	63
4.1.1. Caso base	64
4.1.2. Efeito do azimute do poço	67
4.1.3. Efeito da anisotropia da rocha.	69
4.1.4. Efeito da orientação da formação	71
4.2. Estudo de casos de aplicação	75
4.2.1. Caso 1	76
4.2.2. Caso 2	86

5 Considerações finais	95
5.1. Conclusões	95
5.2. Sugestões para trabalhos futuros	97
6 Referências bibliográficas	98

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Dois poços perfurados na mesma formação (Amadei, 1996)	20
Figura 2.2 - Ilustração de anisotropia intrínseca e induzida. (Fjaer et al., 2008)	21
Figura 2.3 - Falha por tração. (Fjaer et al., 2008)	27
Figura 2.4 - Tensões atuantes numa falha, a qual está inclinada um ângulo Ψ em relação à direção de σ_1 . (Ong e Roegiers, 1993)	27
Figura 2.5 - (a) τ vs σ' ; Estado de tensões à qual a rocha começara falhar pelo plano de fraqueza. (b) τ vs σ' ; Estado de tensões à qual a rocha falhara só para a orientação $\beta_1 < \theta < \beta_2$ do plano de fraqueza. (c) τ vs σ' ; Estado de tensões à qual a rocha falhara para qualquer orientação do plano de fraqueza. (Fjaer et al., 2008)	32
Figura 2.6 - Casos de instabilidade de poços. (Xu, 2007)	37
Figura 2.7 - Linha de tempo de importantes trabalhos na estabilidade de poços.	40
Figura 3.1 - Diagrama de fluxo correspondente ao procedimento geral para a análise de estabilidade de poço.	50
Figura 3.2 - (a) Tensões in-situ e orientação do poço em relação ao sistema de coordenadas geográfico. (Yan, 2014). (b) Orientação da formação em relação ao sistema de coordenadas geográfico. (Gaede, 2011)	50
Figura 3.3 - Sistema de coordenadas da formação e do poço em relação ao sistema de coordenadas geográfico. (Yan, 2014)	51
Figura 3.4 - Malha gerada para a modelagem das tensões ao redor do poço no software ABAQUS®	53
Figura 3.5 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo isotrópico.	55
Figura 3.6 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo VTI e um poço vertical.	56
Figura 3.7 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo VTI e um poço horizontal.	56
Figura 3.8 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo VTI e um poço desviado. (45°).	57
Figura 3.9 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo TTI e um poço vertical.	57
Figura 3.10 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo TTI e um poço horizontal.	58

Figura 3.11 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo TTI e um poço desviado (45°).	58
Figura 3.12 - Diagrama de fluxo programado no software MATLAB®.	59
Figura 4.1 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para o caso base considerado.	66
Figura 4.2 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para o caso base considerado – Fluido penetrante.	67
Figura 4.3 - Variação das pressões limites com o azimute para um poço horizontal.	68
Figura 4.4 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para uma anisotropia $K_1=2.9$ e $K_2=1.3$.	70
Figura 4.5 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para TTI 20°.	73
Figura 4.6 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para TTI 40°.	74
Figura 4.7 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para TTI 60°.	74
Figura 4.8 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para TTI 80°.	75
Figura 4.9 - Coluna estratigráfica da bacia Sichuan. (Chen et al., 2011)	76
Figura 4.10 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 0° - Caso 1.	80
Figura 4.11 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 45° - Caso 1.	81
Figura 4.12 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 90° - Caso 1.	81
Figura 4.13 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 135° - Caso 1.	82
Figura 4.14 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 0° - Caso 1.	83
Figura 4.15 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 45° - Caso 1.	83
Figura 4.16 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 90° - Caso 1.	84
Figura 4.17 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 135° - Caso 1.	84
Figura 4.18 - Comparação dos limites inferiores no poço para um azimute	

de 45°.	85
Figura 4.19 - Comparação dos limites inferiores no poço para um azimute de 135°.	86
Figura 4.20 - Coluna estratigráfica do campo Oseberg.	87
Figura 4.21 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 0° - Caso 2.	90
Figura 4.2 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 45° - Caso 2.	91
Figura 4.23 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 90° - Caso 2.	91
Figura 4.24 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 135° - Caso 2.	92
Figura 4.25 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 0° - Caso 2.	93
Figura 4.26 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 45° - Caso 2.	93
Figura 4.27 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 90° - Caso 2.	94
Figura 4.28 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 135° - Caso 2.	94

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Classificação para critérios anisotrópicos. (Duveau, Shao e Henry, 1998)	29
Tabela 3.1 - Propriedades geomecânicas, inclinação, e azimute do modelo isotrópico.	54
Tabela 3.2 - Propriedades geomecânicas, inclinação e azimute dos modelos transversalmente isotrópico.	54
Tabela 4.1 - Dados de entrada para o caso base do estudo paramétrico.	64
Tabela 4.2 - Pressões limites calculados para o caso base.	65
Tabela 4.3 - Pressões limites calculados para o caso base – Fluido penetrante.	66
Tabela 4.4 - Pressões limites calculados para um poço horizontal.	67
Tabela 4.5 - Dados de entrada para uma anisotropia $K_1=2.9$ e $K_2=1.3$.	69
Tabela 4.6 - Pressões limites calculados para uma anisotropia $K_1=2.9$ e $K_2=1.3$.	70
Tabela 4.7 - Pressões limites calculados para o caso TTI 20°.	71
Tabela 4.8 - Pressões limites calculados para o caso TTI 40°.	71
Tabela 4.9 - Pressões limites calculados para o caso TTI 60°.	72
Tabela 4.10 - Pressões limites calculados para o caso TTI 80°.	72
Tabela 4.11 - Esquema de trajetórias de poço consideradas para o estudo.	75
Tabela 4.12 - Dados de entrada para a análise de estabilidade de poço do caso 1.	77
Tabela 4.13 - Pressões limites calculadas para um poço vertical	78
Tabela 4.14 - Pressões limites calculadas para um poço inclinado a 45°.	78
Tabela 4.15 - Pressões limites calculadas para um poço horizontal.	79
Tabela 4.16 - Dados de entrada para a análise de estabilidade de poço do caso 2.	88
Tabela 4.17 - Pressões limites calculadas para um poço vertical.	89
Tabela 4.18 - Pressões limites calculadas para um poço inclinado a 45°.	89
Tabela 4.19 - Pressões limites calculadas para um poço horizontal.	90

(...)

“-Sera necesario que soporte dos o tres orugas, si quiero conocer las mariposas;
creo que son muy hermosas. (...). En cuanto a las fieras, no las temo: yo tengo
mis garras”

(El principito-Saint-Exupery)

1

Introdução

1.1. Relevância e motivação

Os primeiros poços de petróleo existentes no mundo foram perfurados na China em torno ao quarto século A.D., nos quais, os chineses faziam uso de simples varas de bamboo para perfurar estes poços. O material “escuro e pegajoso” era usado principalmente como uma fonte de combustível. Nos séculos posteriores, óleo foi encontrado em toda a Ásia e Europa, o qual as vezes era acumulado em piscinas naturais acima do solo. Os viajantes e colonos utilizavam o líquido preto como combustível e para tratamentos médicos (Opec, 2013).

A indústria petrolífera moderna começou em meados do século dezenove. Em 27 de agosto de 1859, o coronel Edwin Drake descobriu o primeiro reservatório de petróleo subterrâneo perto de Titusville, Pennsylvania (USA), depois de perfurar um poço a uma profundidade de somente 21 metros. O fluido fluiu facilmente, e foi muito fácil de ser destilado, o qual foi conhecido como um tipo de petróleo de parafina (Opec, 2013). Desde então a indústria do petróleo vêm evoluindo rapidamente e posicionando-se entre as mais importantes do mundo.

Atualmente, pode-se falar de uma situação de desafios para a indústria energética, gerada pelo colapso dos preços do petróleo desde meados do 2014 (diminuição de preços, de uma média de 100 dólares o barril até 35 dólares), onde têm sido afetados diversas seções da indústria em diversos países do mundo, reduzindo-se consideravelmente o faturamento das empresas com a venda do petróleo, desta forma, acarretando a diminuição dos investimentos em novas tecnologias e investigações para a indústria.

Sabe-se que, entre todas as fases envolvidas na exploração de petróleo, a perfuração é a que possui maior custo operacional associado. Desta forma, qualquer avanço obtido em estudos para otimizar a perfuração reflete em uma diminuição considerável de custos. No Brasil, a fase de exploração e produção, da qual faz parte a perfuração, ocupa um 62% dos investimentos (Pwc, 2014).

Na perfuração, qualquer tempo perdido devido a problemas, se transforma em gastos adicionados ao projeto, visto que, os contratos de sonda são feitos por

dia. Desta forma, cabe na equipe do projeto, a missão de fazer uma investigação criteriosa da área em estudo, para que se evite ao máximo os problemas operacionais. Os tempos perdidos em operação estão associados normalmente a problemas de instabilidades de poço, como são as perdas de fluido durante a perfuração, o alargamento ou estreitamento do poço.

Na atualidade, os reservatórios de petróleo e gás, estão sendo produzidos de poços direcionais, perfurados através de rochas consideradas como anisotrópicas, pela presença de planos de acamamento, fraturas ou planos de fraqueza. O tipo de poços em menção, requerem uma boa definição da janela operacional, já que normalmente esta tende a ser mais limitada (Yan *et al.*, 2014); se os limites das pressões no poço não são bem determinadas, podem ser gerados problemas de estabilidade. Para evitar este tipo de problemas, procura-se otimizar a trajetória do poço e controlar o peso do fluido de perfuração.

Em análises tradicionais de estabilidade de poços, a rocha é assumida como sendo isotrópica, porém esta suposição não é segura para rochas que apresentam planos de acamamento ou fraturas naturais, a presença destas características geológicas resulta em propriedades elásticas e resistências anisotrópicas, gerando assim um efeito na concentração de tensões ao redor do poço e no comportamento de falha, consequentemente na estabilidade do poço.

1.2.

Objetivos e Metodologia

O objetivo principal deste trabalho, é apresentar uma análise de estabilidade de poços para rochas anisotrópicas, no qual procura-se otimizar a inclinação destes e a pressão do fluido de perfuração, mediante a análise de diferentes janelas operacionais obtidas para de diferentes orientações de poços.

Com o fim de atingir o objetivo principal, foram propostos vários objetivos secundários, que consolidaram a metodologia proposta neste trabalho:

- Realizar uma revisão bibliográfica, na qual identifica-se as principais características gerais das rochas anisotrópicas.
- Realizar uma revisão bibliográfica acerca das características elásticas das rochas anisotrópicas (sua caracterização e propriedades a serem consideradas), e os critérios de falha, que melhor descrevam seu comportamento.
- Realizar uma revisão bibliográfica em relação ao estudo de estabilidade de poços em rochas anisotrópicas, trabalhos realizados

acerca do tema e aspectos importantes a serem considerados, como a distribuição de tensões ao redor do poço.

- Simular numericamente o processo de distribuição das tensões ao redor do poço, para as diferentes trajetórias propostas.
- Verificar a ocorrência de falha para as distribuições de tensões ao redor do poço, para as diferentes trajetórias.

1.3.

Organização da dissertação

Esta dissertação, encontra-se organizada da seguinte forma:

- Capítulo 2: apresenta uma revisão bibliográfica acerca das principais características das rochas anisotrópicas, seu comportamento elástico e os principais critérios utilizados para a verificação da ocorrência de falha. Além disso, é apresentado os aspectos a serem considerados para uma análise de estabilidade de poço, no tipo de rocha em menção, assim como uma breve descrição de trabalhos documentados e publicados sobre o tema.
- Capítulo 3: neste capítulo é apresentado o procedimento utilizado para realizar a análise de estabilidade de poço, onde se faz ênfase, na metodologia usada para se modelar numericamente as tensões ao redor do poço, fazendo uso do software ABAQUS®, e a verificação da ocorrência ou não de falhas, através da utilização do software MATLAB®.
- Capítulo 4: são apresentados os resultados obtidos para os diferentes casos analisados, nos quais foram consideradas diferentes trajetórias de poço.
- Capítulo 5: apresenta as conclusões finais obtidas por médio das análises realizadas, e sugestões para trabalhos futuros, consideradas de fundamental importância para avanços posteriores a este estudo.

2

Revisão bibliográfica

Neste capítulo se apresenta uma síntese dos principais conceitos relacionados com rochas anisotrópicas e o estudo de estabilidade de poço, no qual, se descreve a caracterização do comportamento elástico e os critérios de falha estudados e usualmente utilizados no estudo deste tipo de rocha. Além disso, se apresenta as abordagens realizadas por diferentes autores, para a análise de estabilidade de poço, e conceitos relacionados com esta, como é a distribuição anisotrópica das tensões ao redor do poço.

2.1.

Formações anisotrópicas

Uma grande variedade de formações contém características como estratificações, foliações e fissuras, que influem na variação de suas propriedades (físicas, dinâmicas, térmicas, mecânicas, hidráulicas) com a direção, a qual se denomina de anisotropia inerente da rocha. Anisotropia é característica de rochas metamórficas, foliadas ou aquelas nas quais se apresentam fragmentos de minerais de diferente composição como são os gnaisses; Também é característica de rochas sedimentares laminadas, estratificadas e com planos de acamamento como são os folhelhos, arenitos, o carvão, etc. Nas rochas em menção, a anisotropia é o resultado de processos físicos e químicos de gênese, associados com o transporte, deposição, compactação e cimentação, e pode ser encontrada em diferentes escalas na rocha (Amadei, 1996).

De acordo a Barla (1974), a anisotropia pode ser classificada em duas classes, sendo estas A e B. Na classificação, classe A se encontram aquelas rochas que exibem propriedades anisotrópicas apesar de ter uma aparência ou textura isotrópica, e na classe B se encontram aquelas rochas que apresentam na sua estrutura foliações ou dobras que induzem anisotropia.

Entre as rochas sedimentares, as mais abundantes são folhelhos, siltito e argilito. Estas rochas são formadas por depósitos de argilas e sedimentos de silte, os quais possuem uma forte anisotropia inerente, manifestando-se em uma dependência direcional nas características de deformação. Muitas destas rochas

sedimentares formam parte das rochas reservatório de petróleo e gás ao redor do mundo.

A importância da anisotropia da formação e a necessidade de leva-la em conta em engenharia depende do tamanho relativo do problema no qual se tem interesse em relação ao tamanho da formação e suas características, como são as estratificações, a espessura das camadas, ou o espaçamento entre as fraturas, etc. Um exemplo do anterior pode ser observado na Figura 2.1, onde dois poços são perfurados na mesma porção rochosa, mais a relevância da família de fraturas é maior para o poço B.

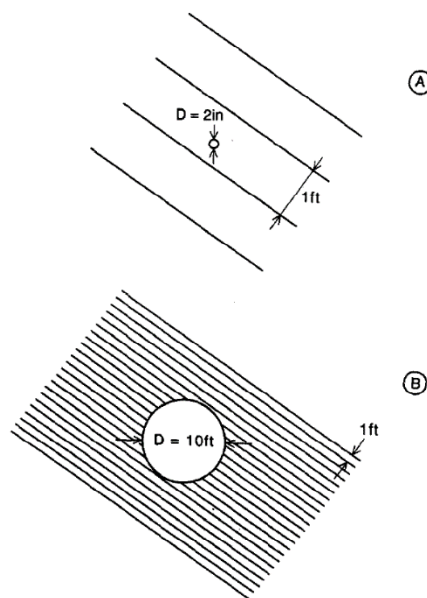


Figura 2.1 - Dois poços perfurados na mesma formação (Amadei,1996)

Em análises de engenharia o conhecimento do comportamento das rochas anisotrópicas (deformação, resistência, mecanismos de falha), com as quais vão se trabalhar, é de grande interesse. Visto que, o conhecimento dessas características pode prevenir erros importantes nas operações de perfuração, diminuindo assim o custo do projeto. Algumas das atividades na engenharia de petróleos onde é relevante e necessário levar em conta a anisotropia são: a estabilidade de poços, deformação e falha do poço, criação e propagação de fratura, e fluxo.

2.2. Elasticidade anisotrópica

A habilidade de um material em suportar carga sem sofrer deformações permanente é denominada elasticidade. Esta teoria por sua vez é considerada a base da mecânica de rochas. O tipo de resposta mais simples de um material, é aquela na qual existe uma relação linear entre as forças externas e as correspondentes deformações; A maioria das rochas apresentam um comportamento não linear quando são submetidas a grandes tensões, porém seu comportamento pode ser descrito por uma relação linear para mudanças suficientemente pequenas nas tensões (Fjaer *et al.*, 2008).

Nas rochas anisotrópicas a resposta elástica da formação é dependente da orientação do material para uma dada configuração de tensões, assim os módulos de elasticidade são diferentes para diferentes direções no material.

Os módulos de elasticidade que devido as condições de origem da rocha, na qual geram-se camadas (ex. rochas sedimentares geradas em um ambiente de deposição fluvial), são dependentes da orientação do material, são características da anisotropia chamada de intrínseca; outro tipo de anisotropia é a chamada de induzida, a qual é causa de micro fraturas presentes na formação, geradas por tensões predominantemente orientadas com a tensão principal menor. Os dois tipos de anisotropia são representados na Figura 2.2.

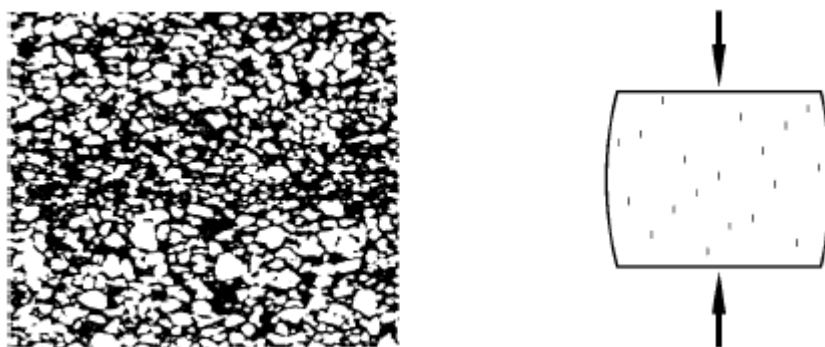


Figura 2.2 - ilustração de anisotropia intrínseca e induzida. (Fjaer *et al.*, 2008)

Em geral para uma anisotropia inerente, cada componente de tensão esta linearmente relacionado a cada componente de deformação por coeficientes independentes, como é representado matematicamente pela lei generalizada de Hooke na Equação 2.1.

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl} \varepsilon_{kl} \quad 2.1$$

Onde:

σ_{ij} e ε_{kl} são as componentes de tensão e deformação respectivamente;

C_{ijkl} são as constantes elásticas do tensor de rigidez e os índices i, j, k, l podem assumir valores de 1, 2 ou 3.

Na forma mais geral o tensor de coeficientes elástico possui 81 componentes independentes. No entanto pelas propriedades simétricas da deformação e tensões, $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$ e $\varepsilon_{kl} = \varepsilon_{lk}$ os coeficientes possuem as seguintes características:

$$C_{ijkl} = C_{jikl} \quad ; \quad C_{ijkl} = C_{ijlk} \quad 2.2$$

Assim, o número de constantes é reduzido para 36. Assumindo a existência de energia de deformação, uma simetria adicional é considerada (Equação 2.3) e as constantes elásticas são reduzidas a 21.

$$C_{ijkl} = C_{klij} \quad 2.3$$

Alternativamente, a relação constitutiva de uma rocha anisotrópica pode ser escrita como:

$$\varepsilon_{ij} = A_{ijkl} \sigma_{kl} \quad 2.4$$

Onde:

A_{ijkl} é a matriz constitutiva, a qual também possui 21 constantes.

Adicionalmente a Equação 2.4 pode ser expressada na representação matricial usada por Lekhnitskii (1963 *apud* Ong, 1994), como é descrita na Equação 2.5.

$$\begin{Bmatrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{zz} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{xz} \\ \gamma_{xy} \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{E_x} & \frac{-\nu_{yx}}{E_y} & \frac{-\nu_{zx}}{E_z} & \frac{\eta_{x,yz}}{G_{yz}} & \frac{\eta_{x,xz}}{G_{xz}} & \frac{\eta_{x,xy}}{G_{xy}} \\ \frac{-\nu_{xy}}{E_x} & \frac{1}{E_y} & \frac{-\nu_{zy}}{E_z} & \frac{\eta_{y,yz}}{G_{yz}} & \frac{\eta_{y,xz}}{G_{xz}} & \frac{\eta_{y,xy}}{G_{xy}} \\ \frac{-\nu_{xz}}{E_x} & \frac{-\nu_{yz}}{E_y} & \frac{1}{E_z} & \frac{\eta_{z,yz}}{G_{yz}} & \frac{\eta_{z,xz}}{G_{xz}} & \frac{\eta_{z,xy}}{G_{xy}} \\ \frac{\eta_{yz,x}}{E_x} & \frac{\eta_{yz,y}}{E_y} & \frac{\eta_{yz,z}}{E_z} & \frac{1}{G_{yz}} & \frac{\mu_{yz,xz}}{G_{xz}} & \frac{\mu_{yz,xy}}{G_{xy}} \\ \frac{\eta_{xz,x}}{E_x} & \frac{\eta_{xz,y}}{E_y} & \frac{\eta_{xz,z}}{E_z} & \frac{\mu_{xz,yz}}{G_{yz}} & \frac{1}{G_{xz}} & \frac{\mu_{xz,xy}}{G_{xy}} \\ \frac{\eta_{xy,x}}{E_x} & \frac{\eta_{xy,y}}{E_y} & \frac{\eta_{xy,z}}{E_z} & \frac{\mu_{xy,yz}}{G_{yz}} & \frac{\mu_{xy,xz}}{G_{xz}} & \frac{1}{G_{xy}} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{xz} \\ \tau_{xy} \end{Bmatrix} \quad 2.5$$

Onde:

- E_x , E_y , e E_z são os módulos de Young em relação as direções de x , y , e z ;
- G_{yz} , G_{xz} , e G_{xy} são os módulos de cisalhamento para os planos que são, respectivamente, paralelos a yx , xz , e xy ;
- ν_{ij} são os coeficientes de Poisson;
- $\mu_{ij,kl}$ descreve o cisalhamento no plano paralelo ao definido pelos índices ij , que induz uma tensão tangencial no plano definido pelos índices kl ; e,
- $\eta_{k,ij}$ são os coeficientes de mútua influência de primer grau, os quais descrevem o alongamento na direção paralela a k induzida pelo esforço de cisalhamento atuante no plano paralelo definido por ij . $\eta_{ij,k}$ são os coeficientes de mútua influência de segundo grau, os quais descrevem o cisalhamento no plano definido por ij sub a influência da tensão normal atuante na direção de k .

O número de constantes elásticas pode continuar sendo consideravelmente reduzido por simetrias, no entanto, é evidente que a descrição de uma formação anisotrópica requer muita mais informação do material, quando comparada a uma formação considerada isotrópica.

De acordo com Ong e Roegiers (1993), quatro casos de simetria são de particular interesse na mecânica de rochas:

- Um plano de simetria elástica;
- Três planos de simetria elástica;
- Um eixo de simetria de rotação elástica; e,
- Simetria total.

2.2.1.

Um plano de simetria elástica

Se existe um plano de simetria elástica em um ponto, as constantes elásticas ou constitutivas têm o mesmo valor para cada par do sistema de coordenadas que são a imagem refletida uma da outra em relação ao plano. Assim, se o plano xy é um plano de simetria elástica, os seguintes componentes da matriz constitutiva são zero:

$$a_{4i} = a_{5i} = a_{46} = a_{56} = a_{56} = 0, \quad i = 1, 2, 3 \quad 2.6$$

E a relação constitutiva transforma-se em:

$$\begin{pmatrix} \epsilon_{xx} \\ \epsilon_{yy} \\ \epsilon_{zz} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{xz} \\ \gamma_{xy} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{E_x} & \frac{-\nu_{yx}}{E_y} & \frac{-\nu_{zx}}{E_z} & 0 & 0 & \frac{\eta_{x,xy}}{G_{xy}} \\ & \frac{1}{E_y} & \frac{-\nu_{zy}}{E_z} & 0 & 0 & \frac{\eta_{y,xy}}{G_{xy}} \\ & & \frac{1}{E_z} & 0 & 0 & \frac{\eta_{z,xy}}{G_{xy}} \\ & & & \frac{1}{G_{yz}} & \frac{\mu_{yz,xz}}{G_{xz}} & 0 \\ & & & & \frac{1}{G_{xz}} & 0 \\ & \dots & & & & \frac{1}{G_{xy}} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{xz} \\ \tau_{xy} \end{pmatrix} \quad 2.7$$

Sendo assim, somente 13 constantes independentes são necessárias para descrever a lei constitutiva.

2.2.2.

Três planos de simetria elástica

Se existem três planos ortogonais de simetria elástica que passa através de cada ponto da rocha; sendo cada um deles perpendicular ao x , y , ou z , as condições seguintes, em adição à Equação 2.6, aplicam-se também:

$$a_{16} = a_{26} = a_{36} = a_{45} = 0 \quad 2.8$$

A relação constitutiva transforma se em:

$$\begin{pmatrix} \varepsilon_{xx} \\ \varepsilon_{yy} \\ \varepsilon_{zz} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{xz} \\ \gamma_{xy} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{E_x} & \frac{-\nu_{yx}}{E_y} & \frac{-\nu_{zx}}{E_z} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{E_y} & \frac{-\nu_{zy}}{E_z} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{E_z} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{G_{yz}} & \frac{\mu_{yz,xz}}{G_{xz}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{G_{xz}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{G_{xy}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \sigma_{xx} \\ \sigma_{yy} \\ \sigma_{zz} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{xz} \\ \tau_{xy} \end{pmatrix} \quad 2.9$$

E o número de constantes elásticas é reduzido para 9. O material que possui este tipo de simetria elástica é chamado de ortotrópico.

2.2.3.

Um eixo de simetria de rotação elástica

A formação que possui este tipo de simetria elástica é chamada de transversalmente isotrópico e o plano xy e cada plano perpendicular são planos de simetria elástica. Para este tipo de simetria o número de constantes elásticas são 5; dois módulos de Young, dois coeficientes de Poisson e um modulo de cisalhamento:

$$\begin{aligned} E_x = E_y = E \quad ; \quad E_z = E' \quad ; \quad \nu_{xy} = \nu_{yx} = \nu \quad ; \quad \nu_{zx} = \nu_{xy} = \nu' \quad ; \\ G_{yz} = G_{xz} = G' \quad ; \quad G_{xy} = \frac{E}{2(1+\nu)} \end{aligned} \quad 2.10$$

Entre as 5 constantes definidas com anterioridade, G_{xz} é considerada a mais difícil de determinar experimentalmente, pelo qual, Batugin e Nirenburg (1972 *Apud* Ong e Roegiers, 1993) propuseram a relação entre as constantes elásticas definida na Equação 2.11, que ajusta-se com os resultados experimentais.

$$G_{xz} = \frac{E_x E_z}{E_x + E_z + 2\nu_{xz} E_z} \quad 2.11$$

Em função de reduzir ainda mais a complexidade de trabalhar com um meio transversalmente isotrópico, um modelo de três parâmetros foi proposto por Van Cauwelaert (1977 *Apud* Ong e Roegiers, 1993) definido como:

$$\mu' = \nu n \quad ; \quad \frac{1}{G'} = \frac{1+n+2\mu'}{E'} \quad ; \quad n = \frac{E'}{E} \quad 2.12$$

Onde:

n faz referência ao grau de anisotropia do meio.

2.2.4. Simetria total

Este caso corresponde ao caso isotrópico, no qual todos os planos e eixos são uma simetria elástica. O número de constantes elásticas independentes é reduzido a dois; E e ν .

2.3. Critérios de ruptura

Segundo Ambrose (2014), um critério de falha é uma equação que define, implicitamente ou explicitamente, o valor da máxima tensão principal que será necessário para fazer a rocha falhar. Na indústria do petróleo, dois tipos de falha são estudados; falha por tração e falha por cisalhamento.

Falha por tração geralmente ocorre quando existe uma excessiva pressurização no poço, e por outro lado, a falha por cisalhamento pode ocorrer por uma depressurização ou pressurização no poço (Ong, 1994).

2.3.1. Falha por tração

A falha por tração é comumente predita pela teoria da mínima tensão efetiva, assim, um poço vai se fraturar quando a mínima tensão principal seja igual ou exceda a resistência à tração da rocha. O conceito em menção é descrito na Equação 2.13.

$$\sigma_3 \geq -T_0 + P_p \quad 2.13$$

Onde:

T_0 é a resistência à tração; e

P_p é a poro pressão.

A maioria de rochas sedimentares têm uma resistência à tração baixa, normalmente de alguns MPa, e quando fissuras pré-existent estão presentes na rocha, a resistência à tração pode considerar-se zero (Zoback, 2007).

Uma amostra que falha por tração, tipicamente divide-se em um (ou só em alguns poucos) plano, como é ilustrado na Figura 2.3, estes planos de fratura são originados de fissuras pré-existent, orientados aproximadamente normais à direção da tensão de tração.



Figura 2.3 - Falha por tração. (Fjaer *et al.*, 2008)

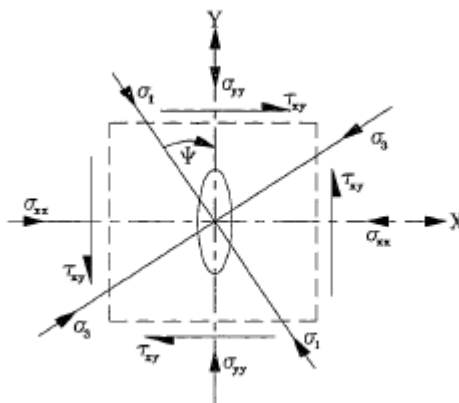


Figura 2.4 - Tensões atuantes numa falha, a qual está inclinada um ângulo Ψ em relação à direção de σ_1 . (Ong e Roegiers, 1993)

Para levar em conta as falhas pré-existent no material, Hoek (1964), propôs um critério de falha para rochas anisotrópicas. Com o fim de definir a tensão requerida para causar a fratura, e para determinar se as tensões de tração induzidas nas pontas das fissuras primárias são maiores das induzidas nas pontas

das fissuras secundárias, é necessário considerar a inclinação das fissuras primárias Ψ , em relação ao sistema de tensões aplicado (Figura 2.4); A resistência à tração uniaxial do material, perpendicular aos planos de acamamento, e influenciada pela família de fissuras primárias. Portanto, a resistência à tração nesta direção define a iniciação da fratura para as fissuras primárias. Por outro lado, a resistência à tração paralela ao plano de acamamento não vai ser influenciada pelas fissuras primárias, e a resistência em menção determina a iniciação da fratura nas fissuras secundárias. Assim, o critério de falha para uma rocha transversalmente isotrópica de acordo a teoria de Hoek é definido como:

$$2\sigma_t = \frac{1}{2}[(\sigma_1 + \sigma_3) - (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\Psi] - \sqrt{\frac{1}{2}[(\sigma_1^2 + \sigma_3^2) - (\sigma_1^2 - \sigma_3^2) \cos 2\Psi]} \quad 2.14$$

Para fissuras abertas, e

$$2\sigma_t = -\frac{1}{2}\{(\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\Psi - \mu[(\sigma_1 + \sigma_3) - (\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\Psi]\} \quad 2.15$$

Para fissuras fechadas.

Embora o critério de Hoek considerou as falhas inerentes ao material, e a resistência à tração direcional, é uma abordagem bidimensional que pode não descrever totalmente a falha em um poço exposto a um estado de tensões tridimensional. Além disso, as fissuras primárias são assumidas que se encontram nos planos de estratificação; esta hipótese pode não ser certa para todos os tipos de rocha. No entanto, esta aproximação fornece uma predição para a iniciação da fratura em rochas anisotrópicas, e é particularmente útil quando as falhas presentes no material têm uma influência considerável no processo de fraturamento.

2.3.2. Falha por cisalhamento

Para as rochas anisotrópicas, Duveau, Shao e Henry (1998) classificaram o critério de falhas por cisalhamento como contínuo e descontínuo, dependendo se os critérios, foram ou não expressos em termos de uma única equação matemática, ou duas ou mais equações que se aplicam em diferentes regimes

de tensões. Os critérios classificados como contínuos, foram categorizados como matemáticos ou empíricos. A classificação de Duveau *et al.* (1998) é apresentada na Tabela 2.1

Uma categorização adicional foi proposta levando em consideração, se o critério leva em conta ou não, a possibilidade de que as três tensões principais podem ser desiguais; os critérios, que tentam explicar a influência da tensão principal intermedia, são identificados com um asterisco.

Quase a metade dos critérios que são apresentados na Tabela 2.1 tem uma abordagem matemática, para estes critérios, a rocha é considerada como um corpo sólido com propriedades que variam continuamente com a direção. Os aspectos característicos desses modelos matemáticos são as definições da orientação (direção do plano de acamamento), enquanto os parâmetros como ângulo de atrito e coesão não são explicitamente requeridos. A maioria destes modelos matemáticos não são usualmente utilizados na engenharia prática, devido a sua complexidade matemática, e talvez também devido à falta de validação experimental (p. ex., Cazacu e Cristescu, 1999; Kusabuka et al., 1999; Lee e Pietruszczak, 2007; Mroz e Maciejewski, 2011 *apud* Ambrose, 2014). Para rochas anisotrópicas, o modelo comumente mais usado é o critério de Pariseau (1968).

Tabela 2.1 - Classificação para critérios anisotrópicos. (Duveau, Shao e Henry, 1998)

Critérios contínuos		Critérios não-contínuos
Abordagem matemática	Abordagem empírica	
Von Mises (1928)* Hill (1948)* Olszak and Urbanowicz (1956) Goldenblat (1962) Goldenblat and Kopnov (1966) Boehler and Sawczuk (1970,1977) Tsai and Wu (1971)* Pariseau (1968)* Boelher (1975) Dafalias (1979, 1987) Allirot and Boehler (1979) Nova and Sacchi (1979)* Nova (1980, 1986)* Boelher and Raclin (1982) Raclin (1984) Kaar <i>et al.</i> (1989) Cazacu and Cristescu (1999)* Kusabuka, Takeda and Kojo (1999)* Pietruszczak and Mroz (2001)* Lee and Pietruszczak (2007)* Mroz and Maciejewski (2011)*	Casagrande and Carrillo (1944) Jaeger variabe sheaar (1960) McLamore and Gray (1967) Ramamurthy, Rao and Singh (1988) Ashour (1988)* Zhao, Liu and Qi (1992) Singh, et al. (1998)* Tien and Kuo (2001) Tien, Kuo and Juang (2006) Tiwari and Rao (2007)* Saroglou and Tsiambaos (2007a) Zhang and Zhu (2007)* Lee, Pietruszczak and Choi (2012)	Jaeger (1960, 1964*) Walsh and Brace (1964) Hoek (1964, 1983) Murrell (1965) Barron (1971) Ladanyi and Archambault (1972) Bieniawski (1974) Hoek and Brown (1980) Smith and cheatham (1980a)* Yoshinaka and Yamabe (1981)* Duveau and Henry (1997) Pei (2008)* Zhang (2009)

Os critérios que são classificados como empíricos, são basicamente uma extensão dos critérios isotrópicos de Coulomb ou Von Mises, e além disso não utilizam as características de direção do plano de acamamento; em lugar disso, os parâmetros utilizados são determinados a partir de dados experimentais (Duveau, Shao e Henry, 1998).

Os critérios descontínuos são geralmente relacionados com o critério de Coulomb (Ex. Jaeger, 1960). Nestes critérios, os mecanismos de falha que ocorrem nos planos de fraqueza e na rocha intacta são identificados; e além do anterior, é considerada a hipótese de que a rocha falha, por deslizamento ou por cisalhamento nos planos de fraqueza. Estes modos de falha em menção, são usados para determinar o critério de falha. A maioria deste tipo de critérios, são facilmente usados em aplicações de cálculo da janela operacional, porque são baseados nos parâmetros de resistência de Coulomb. No entanto, alguns destes critérios tem uma abordagem empírica, como o modelo de Hoek *et al* (1992), ou de modelos matemáticos, como o modelo de Pei (2008), para levar em conta a falha ao longo dos planos de debilidade. O surgimento de vários modelos descontínuos, deve-se à relativa facilidade de modificar e combinar dois critérios, isotrópico e anisotrópico; podemos citar como exemplo, a combinação feita por Duveau e Henry (1998), entre o critério triaxial para rochas anisotrópicas de Lade com o critério para rochas anisotrópicas de Barton (Ambrose, 2014).

Embora os critérios de falha em rochas anisotrópicas não têm sido estudados tanto como os critérios de falha para rochas isotrópicas, vários estudos de grande importância e utilidade têm sido desenvolvidos. Ambrose (2014) apresenta uma revisão, dos estudos em menção, onde, entre os pioneiros e mais conhecidos está o modelo juntas ubíquas de Jeager (1960), denotado como JPW. O critério JPW tem sido o mais utilizado para predizer a resistência de rochas anisotrópicas. No mesmo trabalho ressalta-se também um estudo experimental de notável importância, o qual foi feito por Alliot *et al.* (1977), em rochas *diatomite* sob pressão hidrostática, que apresenta provas de ocorrência de falhas não-cisalhantes para uma rocha anisotrópica; o que é pouco comum, já que a maioria das rochas sob carga de compressão tendem a falhar por cisalhamento. De acordo com Ambrose (2014), Outro trabalho importante foi o desenvolvido por Attewell e Sandford (1974), os quais observaram a redução da anisotropia com o incremento da tensão na ardósia *Penrhyn*¹. O comportamento da redução da anisotropia também foi reportado por Ramamurthy *et al.* (1993), baseado em

¹ Faz referência à ardósia da pedra Penrhyn, localizada perto de Bethesda no norte de Gales. Esta, No final do século XIX, era considerada a maior do mundo.

vários experimentos realizados nos xistos de Himalaia, o que levou ao desenvolvimento do critério de falha empírico.

Alguns dos critérios comumente conhecidos na indústria do petróleo são: o critério de plano de fraqueza de Jaeger (1964), da tensão de cisalhamento variável, critério de Hoek & Brown (1980), Pariseau (1968) e o critério de Tsai & Wu (1971).

- Critério de juntas ubíquas (JPW)

O modelo de plano de fraqueza é uma abordagem simples da resistência anisotrópica. O modelo assume que a resistência inerente é igual em todas as direções, com exceção de um conjunto de planos paralelos onde a resistência é menor. Assume que execute-se uma série de ensaio triaxiais em um material com um conjunto de planos de fraqueza paralelos. De acordo com o critério de falha de Mohr-Coulomb, pode-se dizer que os planos de fraqueza não têm efeito na resistência se elegemos um eixo normal ou paralelo aos planos em menção, desde que não se tenha tensão de cisalhamento nos planos de fraqueza. Além do citado anteriormente, podemos dizer, que para alguns casos de orientação intermediária, espera-se que os planos de fraqueza falhem em condições de tensões mais baixas, do que as condições de falha para o material intacto (Fjaer *et al.*, 2008).

Considere um gráfico tensão cisalhante vs tensão efetiva (τ vs σ'), para o material mencionado no anterior parágrafo, como é ilustrado na Figura 2.5-(a). Observamos nesta figura, que o material obedece a dois critérios de falha, um faz referência ao critério isotrópico e outro ao plano de fraqueza, os quais correspondem a duas linhas de falha. O critério do plano de fraqueza é definido pela coesão S_{PW} e o ângulo de atrito ϕ_{PW} , onde o ângulo de falha está dado pela Equação 2.16.

$$\beta_{PW} = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi_{PW}}{2} \quad 2.16$$

Se o estado de tensões na rocha é tal que o correspondente círculo de Mohr toca a linha para o plano de fraqueza (ver Figura 2.5-(a)), o material irá falhar só se esta orientado, tal que o ângulo entre a tensão principal maior e a normal no plano de fraqueza, seja igual a β_{PW} . Se a amostra tem uma orientação diferente, se terá a situação ilustrada na Figura 2.5-(b), onde se obtém valores maiores para

σ' e τ , e o círculo de Mohr intersecta a linha de falha para o plano de fraqueza em dois pontos, assim a rocha irá falhar se o ângulo entre a tensão principal maior e a normal do plano de fraqueza é igual a β_1 ou β_2 . A falha também ocorrerá, para qualquer valor de ângulo entre $\beta_1 < \theta < \beta_2$.

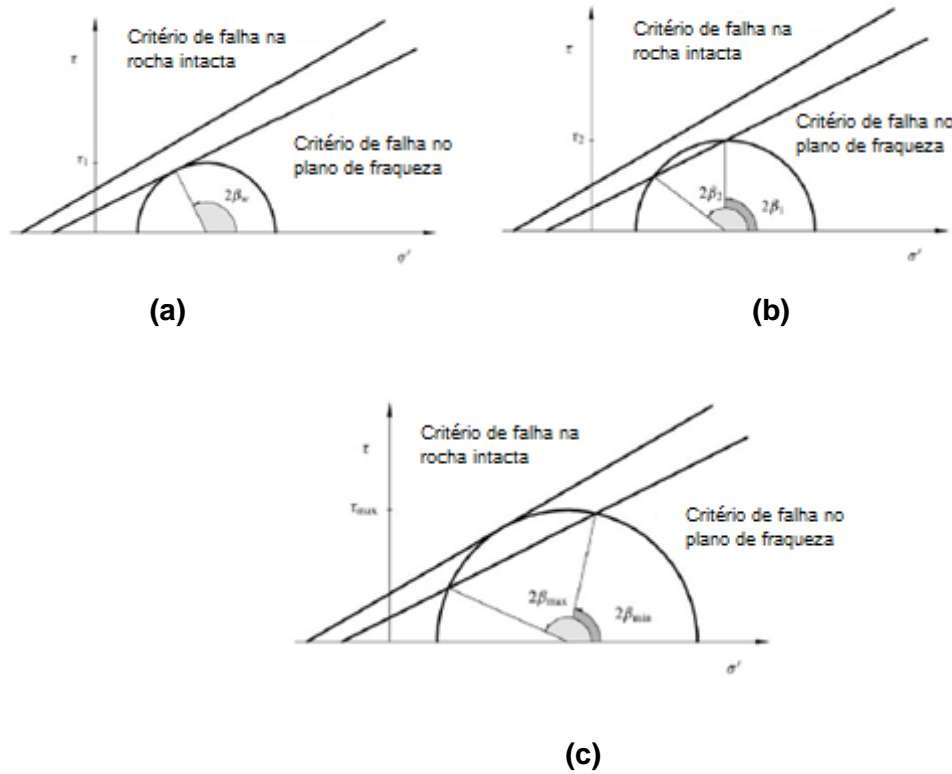


Figura 2.5 - (a) τ vs σ' ; Estado de tensões à qual a rocha começara falhar pelo plano de fraqueza. (b) τ vs σ' ; Estado de tensões à qual a rocha falhara só para a orientação $\beta_1 < \theta < \beta_2$ do plano de fraqueza. (c) τ vs σ' ; Estado de tensões à qual a rocha falhara para qualquer orientação do plano de fraqueza. (Fjaer *et al.*, 2008)

Finalmente, se o estado de tensões é tal que o círculo de Mohr faça contato com a linha para o critério isotrópico (Figura 2.5 – (c)), a amostra falhará para qualquer orientação do plano de fraqueza.

As equações para o critério de falha isotrópico e para o plano de fraqueza, são apresentadas nas Equações 2.17 e 2.18, respectivamente.

$$\sigma'_1 - \sigma'_3 = 2 \frac{S_0 \cos \phi + \sigma'_3 \sin \phi}{1 - \sin \phi} \quad 2.17$$

$$\sigma'_1 - \sigma'_3 = 2 \frac{S_{PW} \cos \phi_{PW} + \sigma'_3 \sin \phi_{PW}}{\sin 2\theta \cos \phi_{PW} - (\cos 2\theta + 1) \sin \phi_{PW}} \quad 2.18$$

- Critério da tensão de cisalhamento variável continuamente.

Jaeger (1960), propõe uma abordagem derivada do critério de Mohr Coulomb, está por sua vez assume a teoria de “variação da resistência ao cisalhamento” (Ambrose, 2014). O método assume que a coesão da rocha (S), varia com o ângulo do plano de acamamento (β), enquanto o coeficiente de atrito ($\tan \phi$) é constante, onde S_1 e S_2 são parâmetros, e a resistência ao cisalhamento da rocha varia entre $S_1 - S_2$ e $S_1 + S_2$:

$$S = S_1 - S_2 \cos 2(\alpha - \beta) \quad 2.19$$

Onde, α é o plano crítico, a um ângulo β , no qual a resistência ao cisalhamento é atingida por primeira vez com o incremento de σ_1 . Levando em conta que $0 < \alpha < \frac{\pi}{2}$ e $0 < \beta < \frac{\pi}{2}$, e considerando as definições de σ_n e τ (Equação 2.21), em base os termos de τ_m e σ_m (Equação 2.20), o critério da variação da tensão cisalhante é definida na Equação 2.22.

$$\tau_m = (\sigma_1 - \sigma_3)/2, \sigma_m = (\sigma_1 + \sigma_3)/2 \quad 2.20$$

$$\sigma_n = \sigma_m - \tau_m \cos 2\beta, \tau = -\tau_m \sin 2\beta \quad 2.21$$

$$(\tau_m + S_2 \sin 2\beta) \sin 2\alpha + (\tau_m \tan \phi + S_2 \cos 2\beta) \cos 2\alpha = S_1 + \sigma_m \tan \phi \quad 2.22$$

- Critério de Hoek & Brown

O critério de Hoek–Brown faz uso da resistência a compressão uniaxial do material da rocha intacta, e introduz parâmetros de resistência bidimensionais m e s . Depois de estudar um amplo range de dados experimentais, Hoek e Brown, propuseram que a tensão principal máxima no momento da falha está definida como:

$$\sigma_1 = \sigma_3 + C_0 \sqrt{m \frac{\sigma_3}{C_0} + s} \quad 2.23$$

Onde m e s , são constantes que são dependentes de propriedades da rocha e do grau de fraturamento antes de ser testadas. De acordo com Hoek e Brown (1980 *apud* Zoback, 2007), s depende das características do maciço rochoso e m depende do tipo de rocha tal como:

- $5 < m < 8$: rochas carbonáticas com a clivagem do cristal bem desenvolvida. Ex. dolomita, calcários e mármore.
- $4 < m < 10$: rochas argilosas litificadas. Ex. *mudstone*, *siltstone*, xisto, ardósia.
- $15 < m < 24$: rochas arenosas com cristais fortes e com clivagem pouco desenvolvida. Ex. quartzito, arenito.
- $16 < m < 19$: rochas ígneas cristalinas de grão fino. Ex. andesitas, diabasio.
- $22 < m < 33$: rochas metamórficas e ígneas de granulação grossa. Ex. gabro, gnaisse.
- Critério de Pariseau

Pariseau propôs a teoria de falha para rochas anisotrópicas em base à teoria de plasticidade em metais de Hill (1948 *apud* Ong, 1994), no qual postulo um critério de falha para materiais geológicos, que leva em conta o efeito da tensão intermeia, tendo 3 planos ortogonais de simetria na forma:

$$\left| F(\sigma_{yy} - \sigma_{zz})^2 + G(\sigma_{zz} - \sigma_{xx})^2 + H(\sigma_{xx} - \sigma_{yy})^2 + L\sigma_{yz}^2 + M\sigma_{zx}^2 + N\sigma_{xy}^2 \right|^{n/2} - (U\sigma_{xx} + V\sigma_{yy} + W\sigma_{zz}) = 1 \quad 2.24$$

Onde, $F, G, H, L, M, N, U, V, W$ e n ($n \geq 1$) são constantes do material a ser avaliadas a partir de compressão uniaxial, resistência a tração e torção. Em caso de desaparecimento de anisotropia se tem que:

$$F = G = H; L = M = N; U = V = W; L = 6F \quad 2.25$$

- Critério de Tsai & Wu

No caso em que existe uma superfície de falha no espaço das tensões, Tsai e Wu no 1971 (Ong, 1994) postularam um critério da seguinte forma:

$$f(\sigma_k) = F_i \sigma_i + F_{ij} \sigma_i \sigma_j = 1 \quad 2.26$$

Onde, F_i e F_{ij} são um tensor de resistência de segundo e quarto grau, respectivamente, e $i, j, k = 1, 2, \dots, 6$. A expressão das componentes de resistência na forma de tensor, facilita a transformação para o sistema de coordenadas no qual se pretende trabalhar. O anterior fornece a vantagem de realizar uma análise de falha, com estas propriedades, em qualquer sistema de coordenadas.

Para o caso de um material ortótropico a Equação 2.26 transforma-se na Equação 2.27.

$$F_1 \sigma_1 + F_2 \sigma_2 + F_3 \sigma_3 + F_{11} \sigma_1^2 + 2F_{12} \sigma_1 \sigma_2 + 2F_{13} \sigma_1 \sigma_3 + F_{22} \sigma_2^2 + 2F_{23} \sigma_2 \sigma_3 + F_{33} \sigma_3^2 + F_{44} \sigma_4^2 + F_{55} \sigma_5^2 + F_{66} \sigma_6^2 = 1 \quad 2.27$$

Onde, os termos diagonais $F_1, F_2, F_3, F_{11}, F_{22}$ e F_{33} , são determinados em testes de compressão uniaxial e de tração, enquanto F_{44}, F_{55} e F_{66} são determinados em provas de cisalhamento. Os termos que se encontram fora da diagonal, como F_{12}, F_{13} e F_{23} , estão relacionados as interações entres dois componentes das tensões no critério de resistência; a magnitude destes termos de interação, está limitada pela Equação 2.28.

$$F_{ii} F_{jj} - F_{ij}^2 \geq 0 \quad 2.28$$

2.4.

Estabilidade de poços em formações anisotrópicas

Manter o poço estável é um dos objetivos principais e prioritários durante a perfuração. A forma, o diâmetro e a direção do furo são alguns dos aspectos a serem analisados. A estabilidade de poços requer um apropriado equilíbrio entre fatores incontrolláveis, como são o estado de tensões, a resistência da rocha e

poro pressão, e fatores controláveis, como a pressão do fluido de perfuração ou a composição química deste.

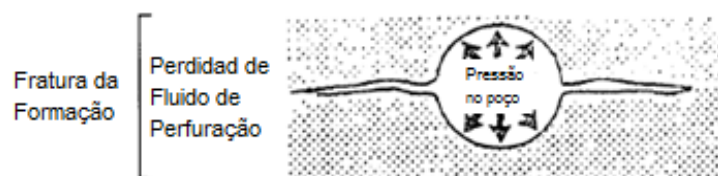
Existem dois tipos principais de instabilidade de poços, instabilidade induzida quimicamente e instabilidade induzida mecanicamente. Em muitos casos os problemas durante a perfuração, podem ser resultado de uma combinação dos dois tipos de instabilidade.

A instabilidade química mais comum é a induzida pela absorção de água em formações argilosas e lixiviação de formações de sal, pela fase aquosa no fluido de perfuração. É comum que a absorção de água nos folhelhos pode induzir inchaço e perda de resistência na formação, o que pode causar o alargamento do diâmetro do poço por *cavings* ou redução deste se a rocha mante-se intacta. Lixiviação de formações de sal, pode induzir cavidades ao redor do furo do poço e contaminar o fluido de perfuração, ao ponto que ele tenha que ser completamente substituído (Xu, 2007).

O tipo de instabilidade induzida mecanicamente, usualmente é agrupado em três categorias (Figura 2.6):

1. Redução do diâmetro do poço devido ao comportamento dúctil da rocha.
2. Alargamento do diâmetro do poço devido ao comportamento frágil da rocha.
3. Fraturamento hidráulico não intencional devido ao um fluxo de lama não controlado.

Durante a perfuração, a perda de fluido de circulação e o colapso do poço gera perdas econômicas importantes, pelo qual, o entendimento da mecânica de rochas e dos processos que ocasionam os problemas em menção, é necessário para a efetividade da perfuração.



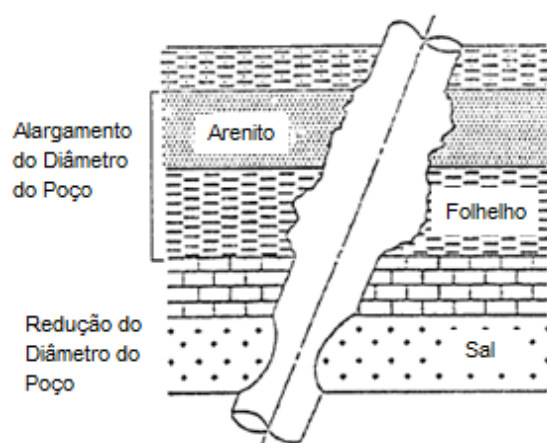


Figura 2.6 - Casos de instabilidade de poços. (Xu, 2007)

Para obter uma melhor análise e predição da estabilidade de poço, é necessária uma melhor observação dos parâmetros e das condições encontradas na fase de perfuração; entre estes parâmetros citados, encontram-se as tensões *in-situ*, as quais, em uma região normal de tensões é assumido, que a máxima tensão é a vertical, gerada a partir do peso das camadas sobre adjacentes, seguida de outras duas tensões horizontais (horizontal maior e horizontal menor). Entretanto essa hipótese nem sempre é válida para outras situações, que podem afetar tanto a magnitude quanto à direção das tensões *in-situ*. Algumas destas situações podem ser, áreas tectonicamente ativas, presença de domos salinos e regiões sujeitas ao aumento ou à redução de temperatura (Santos e Azevedo, 2009).

Outros parâmetros e condições a serem considerados são: a pressão do fluido de perfuração, descontinuidades presentes na formação, gradiente de temperatura, e a criação do *mud cake*. Estes parâmetros em menção influenciarão, em maior ou menor medida dependendo do caso, nos dois principais elementos de um modelo de estabilidade de poço, os quais são a ocorrência de falha (dependerá do critério de falha) e a distribuição das tensões ao redor do poço.

2.4.1.

Trabalhos realizados

Ao longo dos anos, diversos estudos têm sido realizados a fim de avaliar como é alterada a estabilidade de poços com as variações ocorridas nas propriedades da rocha e o estado de tensões ao qual está submetida; a área de

estudo, em menção, torna-se um pouco mais importante na última década, devido ao desenvolvimento de tecnologias que permitiram o início da perfuração direcional (Ex. poços horizontais), e o início da exploração de reservatórios não convencionais (Ex. folhelhos orgânicos, areias betuminosas).

Na estabilidade de poços se tem diversos aspectos a avaliar e a levar em consideração durante a construção do poço e no desempenho durante a vida produtiva. O alto grau de anisotropia de algumas formações, apresenta em alguns casos, um grande desafio no planejamento e execução de poços com alta inclinação e/ou horizontais, já que, se faz necessário definir intervalos de perfuração, nos quais as propriedades do fluido de perfuração e outros parâmetros de perfuração, garantam uma operação segura, a fim de evitar problemas como perdas de fluido, e danos na formação alvo.

No passado, na realização de estudos para a análise de estabilidade, simples equações isotrópicas foram consideradas pela facilidade e pela falta de dados, que caracterizaram de um jeito mais acertado as formações que durante a perfuração são percorridas, pelo qual, muitos dos modelos que faziam uso dessas equações, ficaram muito limitados para a simulação e representação da realidade das formações, especialmente das formações que apresentam um quadro anisotrópico em suas propriedades.

O primeiro autor a desenvolver uma análise linear-elástica anisotrópica foi Lekhnitskii (1981); trabalho que logo foi estendido por Amadei (1983) para furos cilíndricos. A solução em menção pode ser usada para estimar, para um material anisotrópico, as tensões ao redor do furo, tendo em conta o efeito de: a rotação das tensões do campo, a inclinação do furo e o mergulho da formação, na perturbação das tensões causada pelo furo.

No ano (1988), Aadnoy utilizou o trabalho desenvolvido por Lekhnitskii (1981) para análise de estabilidade de poços, onde Aadnoy focou o modelo para poços perfurados inclinados em formações anisotrópicas utilizando uma solução semi-analítica. No trabalho Aadnoy, mostrou que negligenciando os efeitos anisotrópicos decorrentes das propriedades elásticas direcionais podem resultar em erros na análise de estabilidade do poço.

Logo do trabalho apresentando com anterioridade, Santarelli *et al.* (1992), apresentou um caso de campo, no qual foi estudado a perfuração em uma formação de folhelho fraturado, considerado como anisotrópico, onde soluções típicas de instabilidades para formações intactas, como são o aumento da densidade do fluido de perfuração e a alteração do sistema da lama, tiveram um efeito negativo sobre o caso analisado. Eles sugeriram para formações fraturadas

uma redução no filtrado da lama e melhorias na reologia do fluido. Este trabalho, colocou em evidência a importância do estudo deste tipo de rochas.

No ano 1993, Ong e Roegiers desenvolveram um modelo anisotrópico, parecido com o desenvolvido por Aadnoy, a fim de analisar a estabilidade mecânica de rochas que são submetidas a uma alta pressão interna durante a construção de poços a grandes profundidades. Para o desenvolvimento deste modelo, os autores, utilizaram um tensor de tensões em 3D, combinado com os critérios de anisotropia para um poço inclinado, com o objetivo de avaliar a falha por cisalhamento na rocha. O trabalho de Ong e Roegiers, permitiu concluir desde um ponto de vista teórico, que a anisotropia na formação afeta em grande medida a estabilidade de poço, no cenário em que o poço tem uma maior inclinação e uma orientação perto ou paralela a tensão horizontal máxima; adicionalmente identificou-se que a anisotropia da rocha influencia em maior medida nas falhas por cisalhamento causada pelo efeito da pressão na parede do poço.

Amadei propõe outra abordagem em 1996, onde postula um estudo teórico, no qual define os modelos existentes para descrever as propriedades de deformação em formações anisotrópicas *in-situ*, assim como as metodologias de avaliação das propriedades em uma escala de laboratório; Amadei ressalta os efeitos da anisotropia na avaliação de testemunhos no laboratório, os quais mostram-se dependentes do grau de anisotropia da rocha, a orientação dos planos e a origem da anisotropia.

Para o ano 1998, Okland e Cook reportam um caso de campo, no qual, baseados em experiência de campo e evidência de laboratório, identificaram a influência da instabilidade do plano de acamamento na trajetória dos poços que são perfurados cerca ou paralelos as camadas. Estes autores, sugeriram um “ângulo de ataque” mínimo de 20°, baseados na experiência do campo Oserberg, perfurado através do folhelho físsil da formação Draupne.

Os trabalhos apresentados com anterioridade constituem, a maneira geral, a base dos estudos recentes em estabilidade de poços. Na linha de tempo apresentada na Figura 2.7 mostram-se vários trabalhos considerados importantes para o estudo de estabilidade de poços em rochas anisotrópicas, reportados na literatura.

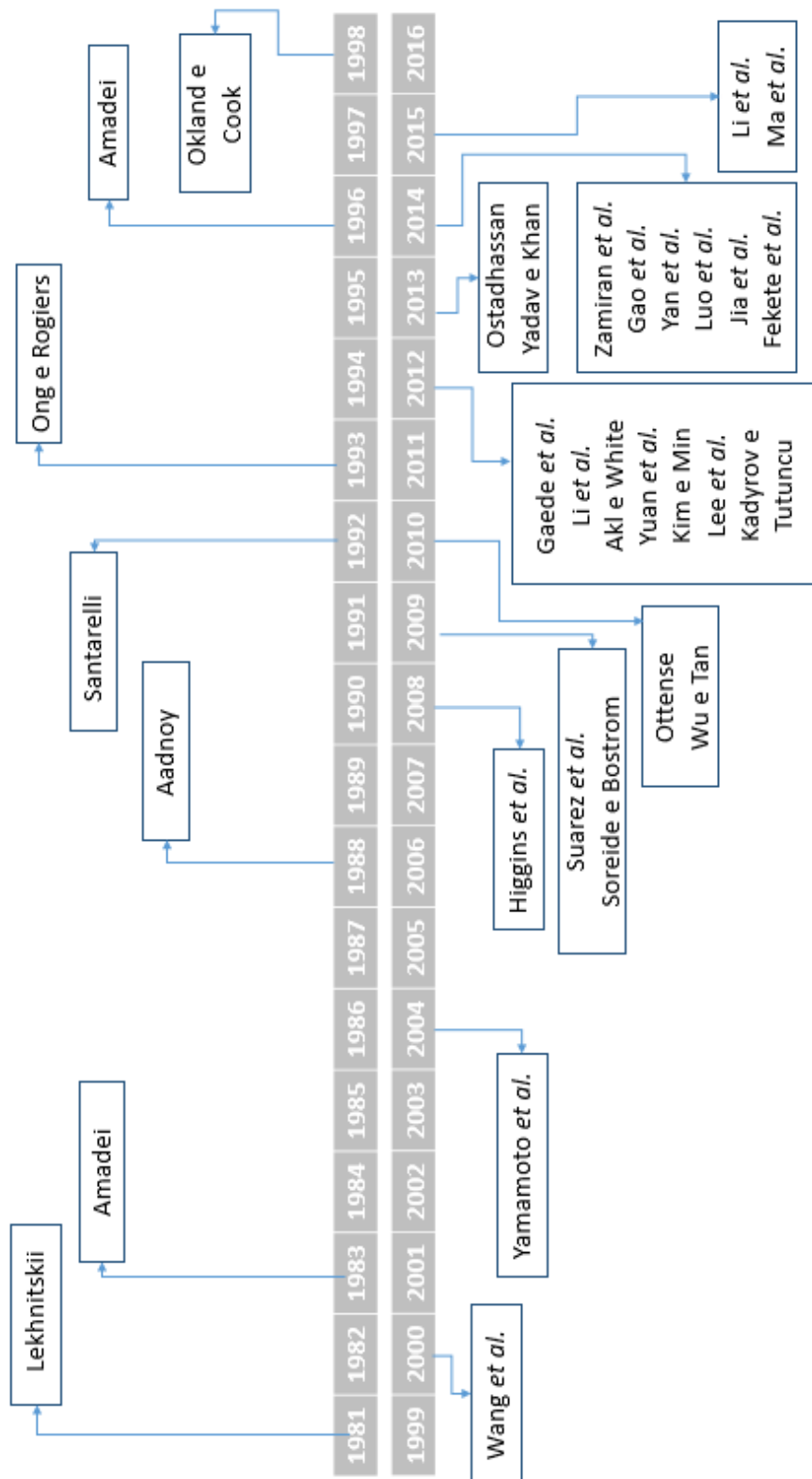


Figura 2.7 - Linha de tempo de importantes trabalhos na estabilidade de poços.

Embora todos os trabalhos apresentados na linha de tempo tenham contribuído em algum grau para o avanço do estudo de estabilidade de poços em

rochas anisotrópicas, apenas os mais interessantes foram descritos. Pela recente posição de influência no cenário mundial na indústria do petróleo e a importância que têm adquirido os folhelhos orgânicos, observou-se que muitos estudos têm se desenvolvido ao redor deste tipo de rocha, ao igual que os folhelhos não necessariamente orgânicos, já que apresentam muitos problemas de instabilidade e são caracterizados como anisotrópicos.

No 2009, Suarez-Rivera, Deenadayalu e Yan focaram seu estudo em reservatórios não convencionais, definindo-os como sistemas complexos com capas predominantemente heterogêneas, que resultam em uma alta variabilidade nas propriedades do material e em um contraste considerável das propriedades mecânicas e elásticas, ao longo das orientações paralelas ou perpendiculares ao plano de acamamento. No trabalho, os autores apresentam simulações numéricas, considerando as propriedades citadas, a fim de avaliar o efeito da anisotropia; concluindo que os modelos isotrópicos tradicionais podem conduzir a decisões errôneas para operações de completação de poços e subestimar o risco na perfuração.

Ottense para o ano 2010, apresenta resultados de investigações geomecânicas acerca de incidentes de estabilidade de poços para rochas fraturadas, no qual, registram-se simulações e provas de laboratório (ensaios triaxiais); o critério de falha de Hoek and Brown foi determinado ser adequado para modelar o comportamento do tipo de rochas em menção, além disso, concluiu-se que os poços perfurados em rochas anisotrópicas requerem um maior peso do fluido de perfuração para manter a estabilidade, quando comparados com poços perfurados através de uma rocha intacta.

No 2012, Gaede *et al.* realiza um estudo comparativo, no qual se revisam os resultados da distribuição de tensões ao redor do poço, em rochas elásticas anisotrópicas pela solução analítica de Amadei (1983) e pela solução numérica mediante elemento finitos (Software COMSOL), revelando que existe um excelente ajuste para as soluções estudadas, e registrando uma boa validação para a solução analítica de Amadei.

Para esse mesmo ano, Lee *et al.* desenvolvem um modelo de estabilidade de poço para formações com características de resistência anisotrópica, o qual, utilizaram para o estudo de dois casos de aplicação, mostrando assim que dependendo da orientação relativa do acamamento com a trajetória do poço, pode ou não ocorrer falha por cisalhamento (segundo o critério de Mohr-Coulomb), ao longo dos planos de acamamento. Além do anterior, os autores concluíram que perfurar *up-dip* é mais estável que *down-dip* e *across-dip*.

No 2014, Gao, Odunlami e Osayande estudam o impacto do acamamento presente em algumas rochas como os folhelho na estabilidade de poço e na otimização da perfuração, fazendo comparações entre a estabilidade em formações com e sem acamamento, utilizando um modelo poro elástico em três dimensões e o critério de falha de Mohr-Coulomb, no software STABView; concluindo, que além do acamamento a inclinação o azimute do poço tem um impacto significativo na estabilidade deste.

Neste mesmo ano Yan *et al.*, desenvolvem outro modelo anisotrópico para estudar a estabilidade de poço, considerando anisotropia das propriedades elásticas e da resistência. As tensões induzidas ao redor do poço, são calculadas pela solução Lekhnitskii-Amadei, e a falha por cisalhamento é verificada por um modelo modificado do plano de fraqueza, onde o critério de falha é adotado para identificar o *onset* no qual a rocha vai deslizar ao longo do plano em menção. O modelo desenvolvido, prediz a região de falha no poço e proporciona a janela operacional segura para uma perfuração efetiva. Depois da aplicação do modelo em campos de folhelhos laminados concluiu-se que este pode prever de maneira confiável a ocorrência de falha.

Luo *et al.* (2014), usando o software FLAC (Fast Lagrangian Analysis of Continua) realizou uma simulação 2D de estabilidade em poços horizontais e dados de laboratório, para encontrar as propriedades geomecânicas, a fim de estimar a pressão mínima para manter a estabilidade para diferentes tensões *in-situ*. Os resultados mostraram que a pressão de fundo de poço mínima (para manter a estabilidade), esta positivamente relacionada à tensão desviadora e a pressão poros, e negativamente relacionada com o ângulo de atrito interno e a coesão da rocha.

Li, Yousefzadeh e Aguilera (2015), incorporam multiplex planos de fraqueza a um novo modelo de estabilidade anisotrópica para rochas transversalmente isotrópicas, dentro as quais se encontram formações naturalmente fraturadas e foliadas. As tensões ao redor do poço, são calculadas usando a solução Lekhnitskii-Amadei e a resistência da rocha intacta é descrita usando o critério de Mohr coulomb ou o critério de Hoek-Brown; o modelo de falha multi-planos utilizado foi o proposto por Liang *et al.* (2014). O modelo fornece uma boa predição para a falha ao redor do poço e estimação do peso do fluido para otimização da perfuração.

Ma *et al.* (2015), avaliaram a estabilidade de poço tendo em conta o critério de falha de Mohr-Coulomb e fazendo uma comparação com o critério semi-analítico Mogi-Coulomb. Neste trabalho evidenciou-se que o critério de Mohr-

Coulomb é muito conservador, já que não leva em consideração a tensão principal intermediária, e apresenta uma melhor estabilidade nos cenários de poços horizontais e direcionais, para os casos estudados. Para o critério de Mogi-Coulomb, observa-se uma melhor estabilidade para poços verticais. Finalmente das comparações feitas, concluiu-se que a estimação do peso do fluido de perfuração ótima realizada por Mogi-Coulomb é mais semelhante ao real que o estimado pelo outro critério.

2.4.2.

Distribuição das tensões ao redor do poço

As formações estão a grande profundidade sob um estado de tensões compressivas; com a introdução do poço, as tensões *in-situ*, e as vezes suas orientações são significativamente modificadas nas regiões perto da parede do poço. Assim, em qualquer operação de planeamento, em um projeto onde a estabilidade do poço é considerada, o conhecimento da distribuição das tensões é de suma importância

Com base, na revisão bibliográfica realizada, sobre os trabalhos publicados até o momento, pode-se falar que na maioria das vezes a distribuição das tensões, de forma analítica, é calculada em base aos trabalhos de Lekhnitskii-Amadei (1983) e Aadnøy (1988). O presente trabalho toma como referência a pesquisa realizada por Ong (1994), o qual utiliza como referências os trabalhos citados.

Antes de determinar o estado tridimensional ao redor do poço é necessário definir os sistemas de coordenadas relacionados com o problema a ser solucionado.

- Sistemas de coordenadas

Em uma formação qualquer, as tensões *in-situ* no tensor de tensões tomam a forma:

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_H & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_h & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_v \end{pmatrix} \quad 2.29$$

Onde, σ_H e σ_h são a tensão horizontal máxima e mínima respectivamente e σ_v é a tensão vertical.

Em ordem de poder representar um esquema geral no qual consiga-se considerar qualquer orientação de anisotropia, se tem estabelecido expressões para a transformações dos eixos. Os seguintes sistemas coordenados são definidos com referência ao sistema global de coordenadas XYZ (ou NEV – sistema de coordenadas geográfico) como:

- X_r, Y_r, Z_r é o sistemas de coordenadas da rocha, definido pelos ângulos β_A e β_D .
- X_s, Y_s, Z_s é o sistemas de coordenadas das tensões *in-situ*, definido pelos ângulos γ_A e γ_D .
- X_b, Y_b, Z_b é o sistemas de coordenadas do poço, definido pelos ângulos α_A e α_D .

Com as definições anteriores, as transformações apropriadas e assumindo que a tensão vertical está sempre alinhada com a componente vertical Z. A fim de rotacionar as tensões de campo regionais ao marco NEV, a seguinte transformação de coordenadas é usada:

$$\sigma_{NEV} = R_z(\gamma)\sigma R_z(\gamma)^T \quad 2.30$$

Onde, $R_z(\gamma)$ é a matriz de rotação definida como:

$$R_z(\gamma) = \begin{pmatrix} \cos \gamma & -\sin \gamma & 0 \\ \sin \gamma & \cos \gamma & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad 2.31$$

Para o cálculo da distribuição de tensões ao redor do poço é conveniente rotacionar o tensor de tensões *in-situ* ao sistema de coordenadas do poço (BCS- *Borehole Coordinate System*), logo:

$$\sigma_{SB} = T_t(\alpha_D, \alpha_A)\sigma_{NEV}T_t(\alpha_D, \alpha_A)^T \quad 2.32$$

A matriz de rotação é definida como:

$$T_t(\alpha_D, \alpha_A) = \begin{pmatrix} l_x & m_x & n_x \\ l_y & m_y & n_y \\ l_z & m_z & n_z \end{pmatrix} \quad 2.33$$

Onde,

$$\begin{aligned} l_x &= \cos \alpha_D \cos \alpha_A, \quad m_x = \cos \alpha_D \sin \alpha_A, \quad n_x = -\sin \alpha_D, \\ l_y &= -\sin \alpha_A, \quad m_y = \cos \alpha_A, \quad n_y = 0, \\ l_z &= \sin \alpha_D \cos \alpha_A, \quad m_z = \sin \alpha_D \sin \alpha_A, \quad n_z = \cos \alpha_D. \end{aligned} \quad 2.34$$

Como todas as medições são obtidas no poço, é conveniente rotar a matriz constitutiva ao BCS. O anterior é realizado aplicando duas transformações 6x6 à matriz constitutiva dada como:

$$a = T_\epsilon T_\sigma^t s T_\sigma T_\epsilon^t \quad 2.35$$

Onde, T_ϵ considera a orientação do poço, T_σ leva em conta a orientação do material e estão definidas nas Equações 2.36 e 2.37.

$$T_\epsilon = \begin{pmatrix} l_s^2 & m_s^2 & n_s^2 & 2m_s n_s & 2n_s l_s & 2l_s m_s \\ l_t^2 & m_t^2 & n_t^2 & 2m_t n_t & 2n_t l_t & 2l_t m_t \\ l_n^2 & m_n^2 & n_n^2 & 2m_n n_n & 2n_n l_n & 2l_n m_n \\ l_t l_n & m_t m_n & n_t n_n & m_t n_n + m_n n_t & n_t l_n + n_n l_t & l_t m_n + l_n m_t \\ l_n l_s & m_n m_s & n_n n_s & m_s n_n + m_n n_s & n_s l_n + n_n l_s & l_s m_n + l_n m_s \\ l_s l_t & m_s m_t & n_s n_t & m_s n_t + m_t n_s & n_s l_t + n_t l_s & l_s m_t + l_t m_s \end{pmatrix} \quad 2.36$$

$$T_\sigma = \begin{pmatrix} l_x^2 & m_x^2 & n_x^2 & 2m_x n_x & 2n_x l_x & 2l_x m_x \\ l_y^2 & m_y^2 & n_y^2 & 2m_y n_y & 2n_y l_y & 2l_y m_y \\ l_z^2 & m_z^2 & n_z^2 & 2m_z n_z & 2n_z l_z & 2l_z m_z \\ l_y l_z & m_y m_z & n_y n_z & m_y n_z + m_z n_y & n_y l_z + n_z l_y & l_y m_z + l_z m_y \\ l_z l_x & m_z m_x & n_z n_x & m_x n_z + m_z n_x & n_x l_z + n_z l_x & l_x m_z + l_z m_x \\ l_x l_y & m_x m_y & n_x n_y & m_x n_y + m_y n_x & n_x l_y + n_y l_x & l_x m_y + l_y m_x \end{pmatrix} \quad 2.37$$

Onde,

$$l_s = \cos \beta_D \cos \beta_A, \quad m_s = \cos \beta_D \sin \beta_A, \quad n_s = -\sin \beta_D,$$

$$\begin{aligned}
l_t &= -\sin \beta_A, \quad m_t = \cos \beta_A, \quad n_t = 0, \\
l_n &= \sin \beta_D \cos \beta_A, \quad m_n = \sin \beta_D \sin \beta_A, \quad n_n = \cos \beta_D.
\end{aligned} \tag{2.38}$$

Seguindo com o t3pico em quest3o, a distribu33o total das tens3es ao redor do po3o, 3 definida como a soma das tens3es *in-situ* antes da perfura33o ($\sigma_{ij,o}$) e o tensor de tens3es, induzido pela perfura33o e pelas tens3es de contorno (Ex. peso do fluido de perfura33o) atuantes ao longo da parede do po3o ($\sigma_{ij,h}$). Para o c3lculo da distribu33o das tenso ao redor do po3o Ong (1994) considera um meio el3stico cont3nuo, homog4neo e anisotr3pico limitado internamente por um furo circular. A simetria el3stica do meio 3 independente da dire33o do po3o. O po3o 3 assumido ser infinitamente longo sua orienta33o 3 independente da orienta33o da rocha e das tens3es *in-situ*. As for3as de corpo e efeitos qu3micos, pl3sticos, e do tempo n3o s3o considerados.

Levando em conta o anterior e a solu33o matem3tica, descrita detalhadamente no trabalho de Ong (1994), a formula33o apresentada para cada componente do tensor de tens3es induzida est3 representada no grupo de Equa33es 2.39 a 2.44.

$$\sigma_{xx} = \sigma_{xx,o} + 2\Re[\mu_1^2 \Phi_1'(z_1) + \mu_2^2 \Phi_2'(z_2) + \lambda_3 \mu_3^2 \Phi_3'(z_3)] \tag{2.39}$$

$$\sigma_{yy} = \sigma_{yy,o} + 2\Re[\Phi_1'(z_1) + \Phi_2'(z_2) + \lambda_3 \Phi_3'(z_3)] \tag{2.40}$$

$$\tau_{xy} = \tau_{xy,o} - 2\Re[\mu_1 \Phi_1'(z_1) + \mu_2 \Phi_2'(z_2) + \lambda_3 \mu_2 \Phi_3'(z_3)] \tag{2.41}$$

$$\tau_{xz} = \tau_{xz,o} + 2\Re[\lambda_1 \mu_1 \Phi_1'(z_1) + \lambda_2 \mu_2 \Phi_2'(z_2) + \mu_3 \Phi_3'(z_3)] \tag{2.42}$$

$$\tau_{yz} = \tau_{yz,o} + 2\Re[\lambda_1 \Phi_1'(z_1) + \lambda_2 \Phi_2'(z_2) + \Phi_3'(z_3)] \tag{2.43}$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_{zz,o} - \frac{1}{a_{33}}(a_{31}\sigma_{xx,h} + a_{32}\sigma_{yy,h} + a_{34}\tau_{yz,h} + a_{35}\tau_{xz,h} + a_{36}\tau_{xy,h}) \tag{2.44}$$

Onde, $a_{ij}(i, j = 1, 2, \dots, 6)$ s3o os componentes da matriz constitutiva rotada ao sistema coordenado do po3o e \Re refere-se 3 parte real da express3o complexa.

As fun33es anal3ticas Φ_k' s3o definidas pela Equa33o 2.45, 2.46 e 2.47.

$$\begin{aligned}
\Phi_1'(z_1) = & -\frac{1}{2\Delta\zeta_1\sqrt{\left(\frac{z_1}{a}\right)^2 - 1 - \mu_1^2}} \left[(i\tau_{xy,o} - \sigma_{yy,o} + P_w)(\mu_2 - \lambda_2\lambda_3\mu_3) + (\tau_{xy,o} - \right. \\
& \left. i\sigma_{xx,o} + iP_w)(\lambda_2\lambda_3 - 1) + (\tau_{yz,o} - i\tau_{xz,o})\lambda_3(\mu_3 - \mu_2) \right]
\end{aligned} \tag{2.45}$$

$$\Phi'_2(z_2) = -\frac{1}{2\Delta\zeta_2\sqrt{\left(\frac{z_2}{a}\right)^2-1-\mu_2^2}} \left[(i\tau_{xy,o} - \sigma_{yy,o} + P_w)(\lambda_1\lambda_3\mu_3 - \mu_1) + (\tau_{xy,o} - i\sigma_{xx,o} + iP_w)(1 - \lambda_1\lambda_3) + (\tau_{yz,o} - i\tau_{xz,o})\lambda_3(\mu_1 - \mu_3) \right] \quad 2.46$$

$$\Phi'_3(z_3) = -\frac{1}{2\Delta\zeta_3\sqrt{\left(\frac{z_3}{a}\right)^2-1-\mu_3^2}} \left[(i\tau_{xy,o} - \sigma_{yy,o} + P_w)(\lambda_2\mu_1 - \lambda_1\mu_2) + (\tau_{xy,o} - i\sigma_{xx,o} + iP_w)(\lambda_1 - \lambda_2) + (\tau_{yz,o} - i\tau_{xz,o})(\mu_2 - \mu_1) \right] \quad 2.47$$

Os parâmetros $\lambda_i, i = 1, 2 \text{ e } 3$ são números complexos definidos como:

$$\lambda_1 = -\frac{l_3(\mu_1)}{l_2(\mu_1)}, \quad \lambda_2 = -\frac{l_3(\mu_2)}{l_2(\mu_2)}, \quad \lambda_3 = -\frac{l_3(\mu_3)}{l_4(\mu_3)} \quad 2.48$$

$$l_2(\mu_1) = \beta_{55}\mu^2 - 2\beta_{45}\mu + \beta_{44} \quad 2.49$$

$$l_3(\mu_1) = \beta_{15}\mu^3 - (\beta_{14} + \beta_{56})\mu^2 + (\beta_{25} + \beta_{46})\mu - \beta_{24} \quad 2.50$$

$$l_4(\mu_1) = \beta_{11}\mu^4 - 2\beta_{16}\mu^3 + (2\beta_{12} + \beta_{66})\mu^2 - 2\beta_{26}\mu + \beta_{22} \quad 2.51$$

β_{ij} é calculado fazendo uso dos componentes da matriz constitutiva, como é definido na Equação 2.52.

$$\beta_{ij} = a_{ij} - \frac{a_{i3}a_{j3}}{a_{33}} \quad (i, j = 1, 2, 3, 4, 5, 6) \quad 2.52$$

A definição das variáveis: Δ e ζ_k é descrita na Equação 2.53 e 2.54.

$$\Delta = \mu_2 - \mu_1 + \lambda_2\lambda_3(\mu_1 - \mu_3) + \lambda_1\lambda_3(\mu_3 - \mu_2) \quad 2.53$$

$$\zeta_k = \frac{\frac{z_k}{a} + \sqrt{\left(\frac{z_k}{a}\right)^2 - 1 - \mu_k^2}}{1 - i\mu_k} \quad 2.54$$

($k = 1, 2, 3; i$ é a parte imaginária de um número complexo)

μ_i são as raízes obtidas da solução da Equação 2.55.

$$l_4(\mu_i)l_2(\mu_i) - l_3(\mu_i)^2 = 0 \quad 2.55$$

2.4.3. Ocorrência de falha

A verificação da ocorrência de falha tendo em conta a distribuição das tensões ao redor do poço, faz parte fundamental na análise de estabilidade de poço, conforme registrado na revisão bibliográfica dos trabalhos feitos até o momento.

Vários dos critérios registrados na bibliografia, para a avaliação das falhas por tração e compressão, têm sido mencionados e descritos neste capítulo. Dentro das metodologias mais utilizadas ressaltam-se a avaliação na rocha intacta pelo critério de Mohr-Colomb e logo a verificação de falha no plano de fraqueza mediante o uso de outro critério (Ex. Jaeger) ou outro procedimento. Além do critério mencionado, embora a obtenção de seus parâmetros esteja ainda limitada, destaca-se o critério Pariseau.

3

Metodologia para análise de estabilidade de poço em meios anisotrópicos.

Neste capítulo descreve-se o procedimento utilizado para a análise de estabilidade de poço em uma formação anisotrópica. O tipo de rocha anisotrópica abordadas neste estudo, foram folhelho (orgânico e não orgânico). O objetivo de estudo é identificar os limites da janela operacional, garantindo assim a segurança da perfuração. Dentro da descrição do procedimento deu-se ênfase ao cálculo das tensões ao redor do poço perfurado, mediante a utilização do software ABAQUS®, e a identificação da ocorrência da falha, fazendo uso da ferramenta computacional MATLAB®. Apresenta-se também, a validação do método numérico utilizado na solução do problema físico.

3.1.

Descrição do procedimento

O fluxograma do procedimento geral é apresentado na Figura 3.1, o qual contém duas etapas principais as quais são o cálculo das tensões ao redor do poço, e a segunda, a aplicação dos critérios de falha para verificar ocorrência destas, para uma determinada pressão do fluido de perfuração. Para obter as pressões de colapso superior e inferior, foi gerado um procedimento de tentativa e erro, incrementando-se a pressão do fluido de perfuração até obter a pressão inferior, esta por sua vez, trata-se do limite inferior da janela operacional, e subsequentemente determina-se a pressão superior que é o limite superior da janela operacional, desta forma, está determinado os limites de peso do fluido, para uma operação de perfuração segura. O incremento inicial da pressão equivalente ao peso do fluido foi de 1 MPa até 100 MPa em intervalos de 10MPa, para localizar as pressões críticas e com elas a região segura; nos casos que foram necessários o incremento foi modificado até identificar a pressão inferior ou superior crítica.

Os esquemas dos sistemas de coordenadas a serem utilizados são apresentados na Figura 3.2 e na Figura 3.3. Os sistemas com os quais trabalhou-se são: o sistema geográfico, com o qual se referenciam as tensões *in-situ*, o

sistema referente à formação, e o sistema de coordenadas do poço. Para realizar a análise de estabilidade de poço, é preciso transformar todos os dados para um único sistema de coordenadas, o qual usualmente é o correspondente ao poço.

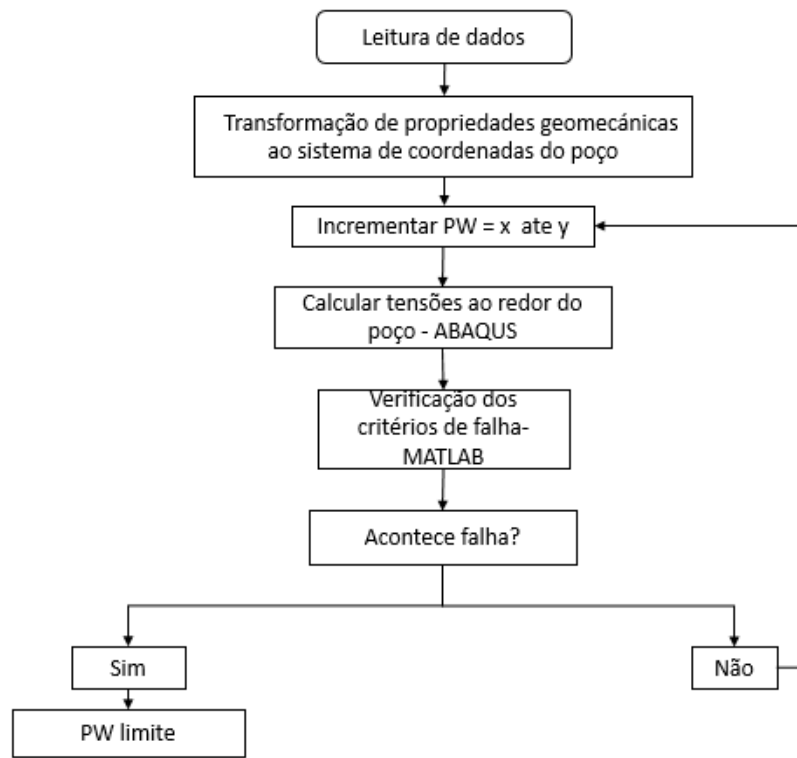


Figura 3.1 - Diagrama de fluxo correspondente ao procedimento geral para a análise de estabilidade de poço.

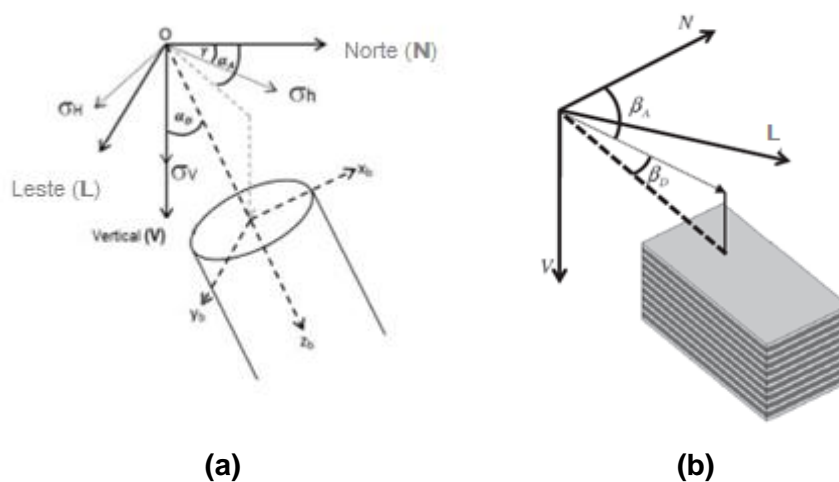


Figura 3.2 - (a) Tensões *in-situ* e orientação do poço em relação ao sistema de coordenadas geográfico. (Yan, 2014). (b) Orientação da formação em relação ao sistema de coordenadas geográfico. (Gaede, 2011)

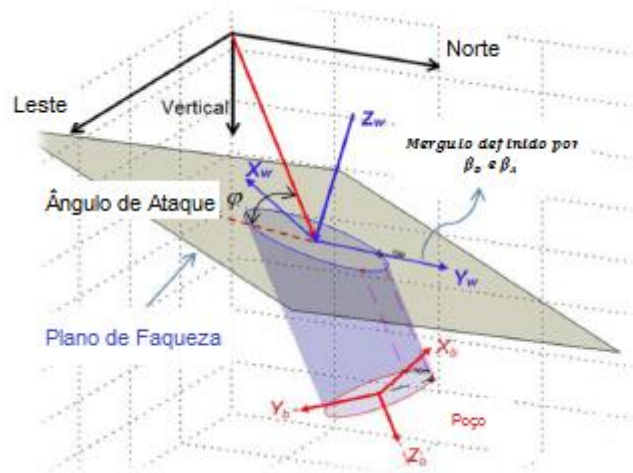


Figura 3.3 - Sistema de coordenadas da formação e do poço em relação ao sistema de coordenadas geográfico. (Yan, 2014)

3.1.1. Modelagem de tensões ao redor do poço

Para calcular as tensões ao redor do poço, foi realizado uma modelagem numérica utilizando a teoria de elementos finitos mediante o programa ABAQUS®, no qual simulou-se um meio elástico, anisotrópico e homogêneo. Considerou-se uma análise realizada sobre condições de fluido não penetrante.

Alguns dos benefícios de utilizar um modelo numérico e pelas quais decidiu-se trabalhar com esta solução, é a facilidade de mudar a geometria do poço em comparação com o modelo analítico.

- **Definição de elasticidade**

Para a definição do material no ABAQUS®, o comportamento transversalmente isotrópico para uma simetria vertical (VTI), foi gerado pelo tipo de elasticidade definido pelo ABAQUS® de *engineering constants* e para eixo de simetria inclinado (TTI), foi gerado pelo tipo de elasticidade *anisotropic*.

As variáveis requeridas na opção de *engineering constants* são seis, das quais, cinco são constantes independentes características do tipo de anisotropia transversalmente isotrópico, e uma sexta, definida com anterioridade na Equação 2.10. No software ABAQUS® as variáveis são definidas como:

$$E_1 = E_2 = E_p; \quad E_3 = E_t; \quad \nu_{31} = \nu_{32} = \nu_{tp};$$

$$\nu_{13} = \nu_{23} = \nu_{pt}; \quad G_{13} = G_{23} = G_t; \quad G_p = \frac{E_p}{2(1+\nu_p)} \quad 3.1$$

Onde, p é no plano de isotropia, t é transversal, e 1,2,3 são respectivamente as coordenadas x, y e z . Além das definições apresentadas anteriormente, ν_{tp} e ν_{pt} estão relacionadas pela Equação 3.2.

$$\frac{\nu_{tp}}{E_t} = \frac{\nu_{pt}}{E_p} \quad 3.2$$

Para a caracterização do modelo no ABAQUS® como TTI por meio da opção *anisotropic*, é necessário fazer a transformação das propriedades elástica da rocha para o sistema de coordenadas do poço, com o objetivo de obter as constantes elásticas do tensor de rigidez, as quais são as requeridas pelo software para a caracterização do material.

• Dados da Malha

Foi construída uma malha de elementos finitos em 3D, para simular a distribuição de tensões em um meio anisotrópico. O problema descrito não poderia ser modelado com uma malha em 2D pela questão de que não seria possível fazer uma análise de todas as componentes do tensor de tensões. O modelo também não poderia ser reduzido a um quadrante, usando simetrias na geometria como usualmente é feito, porque para um material anisotrópico as simetrias não são conhecidas com anterioridade.

Com o objetivo de calcular as tensões ao redor do poço, foi construído um modelo cúbico com um comprimento externo de 5m. O poço está localizado no centro do modelo com um raio de 0.1 m. A estrutura da malha é ilustrada na Figura 3.4, a qual está constituída por 9520 elementos quadráticos e 42728 nós. A malha foi refinada na região cilíndrica ao redor do poço, a qual, tem um raio de seis vezes o diâmetro do poço (0.6 m). O sistema de coordenadas do modelo está alinhado com o sistema de coordenadas do poço. A malha utilizada foi escolhida por apresentar os melhores resultados (os mais parecidos com os resultados analíticos) entre várias malhas construídas.

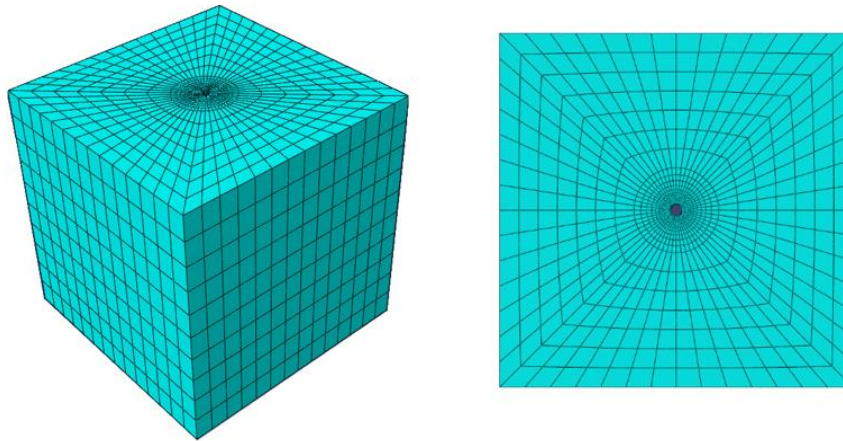


Figura 3.4 - Malha gerada para a modelagem das tensões ao redor do poço no software ABAQUS®

Neste modelo foi adotado como condições de contorno, a restrição da deformação nos limites do modelo (todos os lados externos do cubo), para simular o confinamento do bloco na formação rochosa. As tensões *in-situ* foram aplicadas como condições iniciais no modelo.

Com a finalidade de manter a mesma geometria e malha para todos os modelos de interesse, foi decidido simular o desvio dos planos de fraqueza aplicando as apropriadas propriedades geomecânicas para cada caso de TTI, o qual foi obtido calculando os parâmetros independentes da matriz de rigidez para uma determinada inclinação e azimuth do material, e o desvio do poço é simulado pela rotação do sistema de coordenadas diretamente no ABAQUS®.

O tempo computacional, que a simulação demora para ser concluída pelo ABAQUS®, é cerca de 3 minutos com um mínimo de memória requerida de 240 MBytes.

Para o reporte dos resultados correspondentes as tensões ao redor do poço, foi desenhado uma trajetória circular na metade do modelo (opção *path* no ABAQUS®), a qual tinha como ponto de partida e de chegada o norte (eixo *x* positivo) no modelo; os ângulos que conformaram a trajetória estavam distanciados 6,43° um do outro.

• Validação do modelo

Para realizar a validação da resposta, do estado de tensões tridimensional ao redor do poço para um meio elástico e um material transversalmente isotrópico, do programa ABAQUS®, foram utilizadas a formulação para um corpo linear-

elástico, contínuo e anisotrópico-homogêneo delimitado internamente por um poço circular formulado por Amadei (1983). A formulação em menção, já foi descrita anteriormente e utilizada por Gaede (2011); esse trabalho serviu de base para os exemplos de validação.

Validou-se um modelo isotrópico, e um transversalmente isotrópico. Os dados inseridos no ABAQUS® são os apresentados na Tabela 3.1 e na Tabela 3.2.

Tabela 3.1 - Propriedades geomecânicas, inclinação, e azimute do modelo isotrópico.

Propriedades Geomecânicas						
E (GPa)	15	Modelo	α_D (°)	α_A (°)	β_D (°)	β_A (°)
ν_{xx}	0,079	ISO vertical	0	0	0	0

Tabela 3.2 - Propriedades geomecânicas, inclinação e azimute dos modelos transversalmente isotrópico.

Propriedades Geomecânicas		Modelo	α_D (°)	α_A (°)	β_D (°)	β_A (°)
		VTI vert	0	0	0	0
E_x (GPa)	31.17	VTI incli	45	45	0	0
E_y (GPa)	15.42	VTI horz	90	0	0	0
ν_{xx}	0.079	TTI vert	0	0	30	30
ν_{yx}	0.32	TTI incli	45	45	30	30
G_v (GPa)	7.05	TTI horz	90	0	30	30

Para um meio isotrópico considerou-se um poço vertical e para um meio transversalmente isotrópico com eixo de simetria vertical (VTI) e eixo de simetria inclinado (TTI), foram considerados três diferentes orientações do poço: vertical, horizontal e direcional com eixo a 45 graus da vertical, os quais comparou-se com os resultados analíticos das equações de Amadei (1983), apresentados por Gaede (2011).

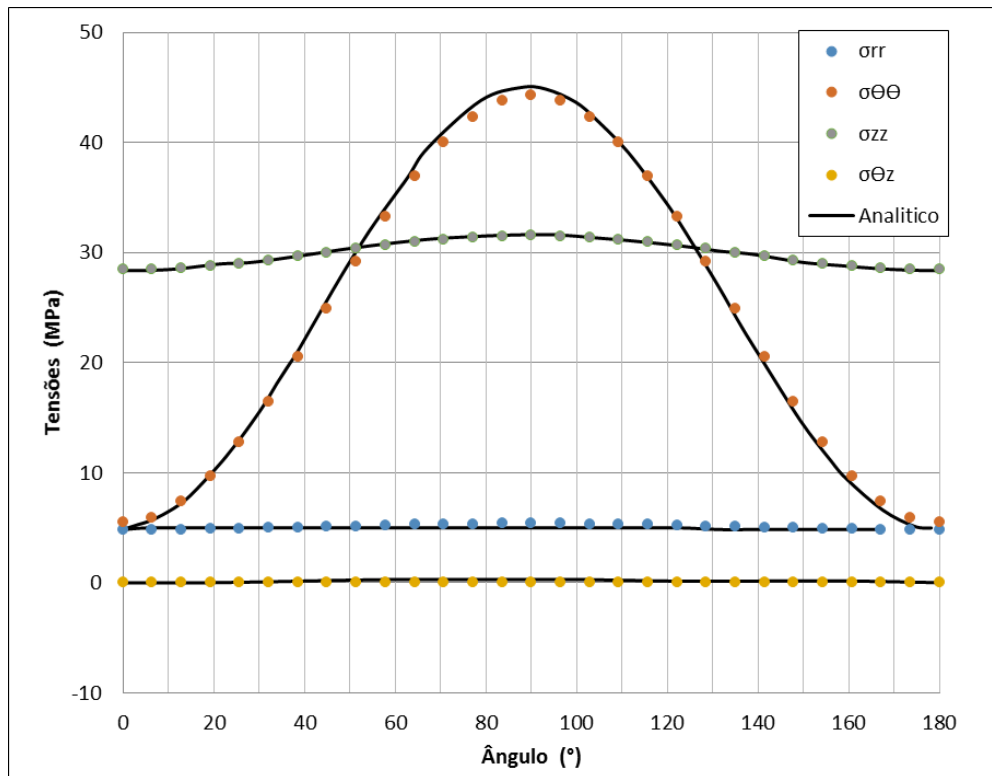


Figura 3.5 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo isotrópico.

Na Figura 3.5, pode se observar que para um meio isotrópico e um poço vertical se obtiveram resultados quase idênticos a os analíticos apresentados por Gaede (2011). Concluindo assim que a solução numérica para o caso em questão é completamente válida.

Nas Figuras: 3.6, 3.7 e 3.8, correspondentes aos resultados para um poço vertical, um poço desviado 45° e um horizontal respectivamente, para uma simetria VTI, pode se concluir, que para os poços vertical e horizontal apresenta-se um ótimo ajuste dos resultados, a diferença do poço desviado, que apresenta uma ligeira diferença em alguns pontos, porém conservando a tendência no comportamento das tensões. O comportamento para os casos analisados correspondentes a uma simetria TTI, foi similar ao descrito com simetria VTI (Figuras: 3.9, 3.10 e 3.11).

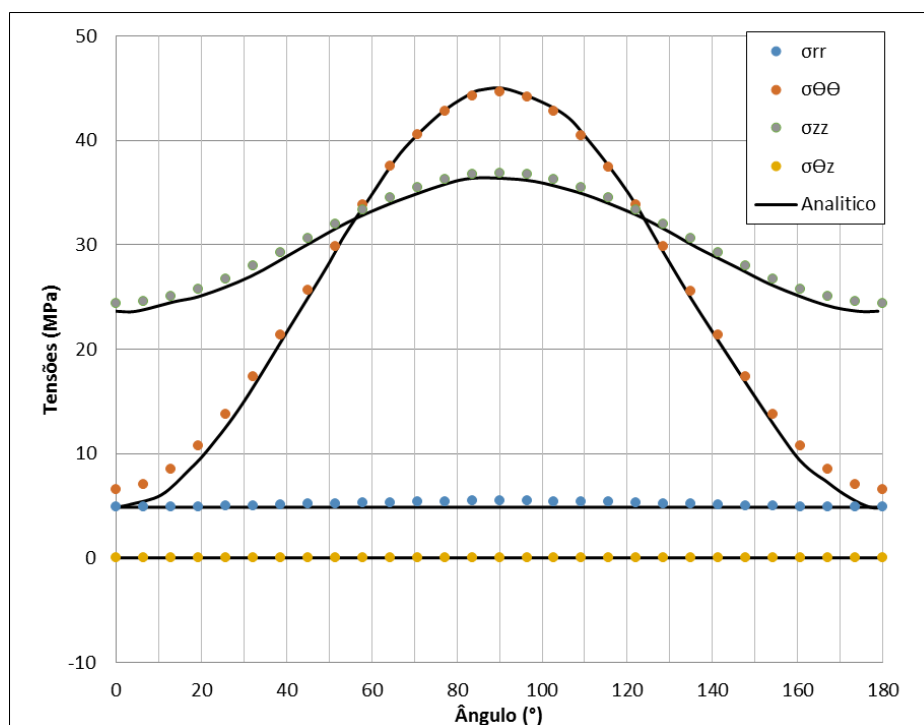


Figura 3.6 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo VTI e um poço vertical.

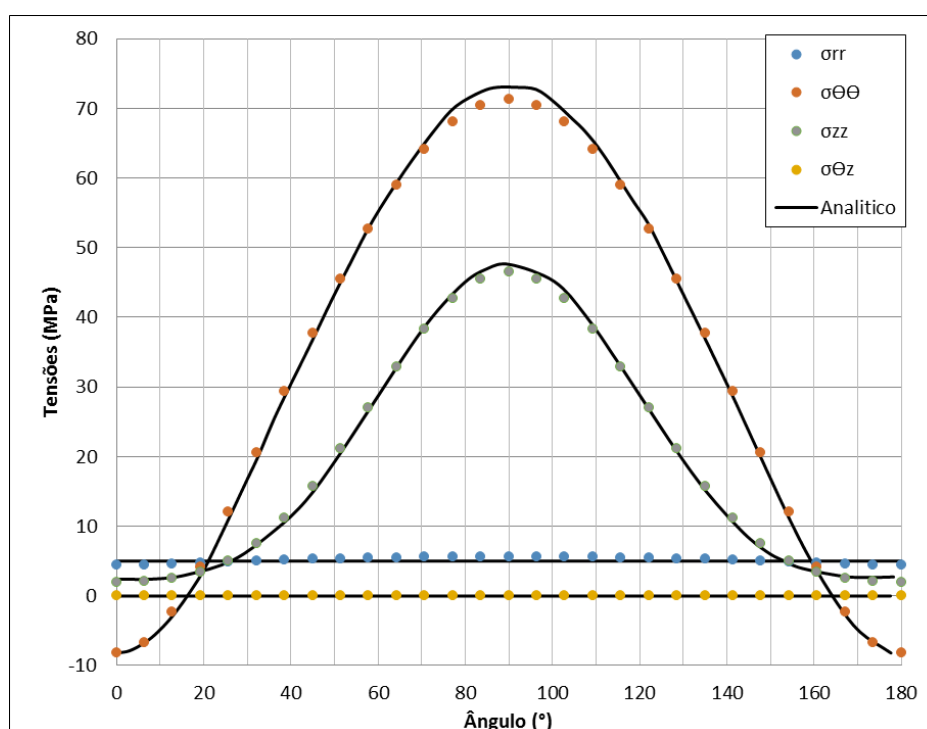


Figura 3.7 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo VTI e um poço horizontal.

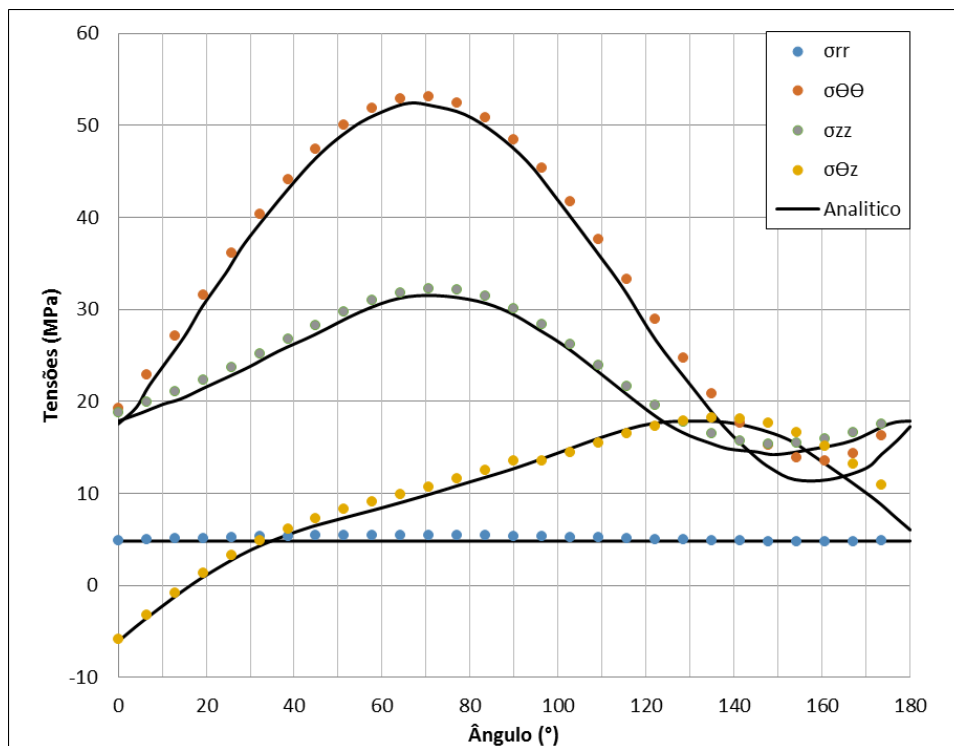


Figura 3.8 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo VTI e um poço inclinado a 45°.

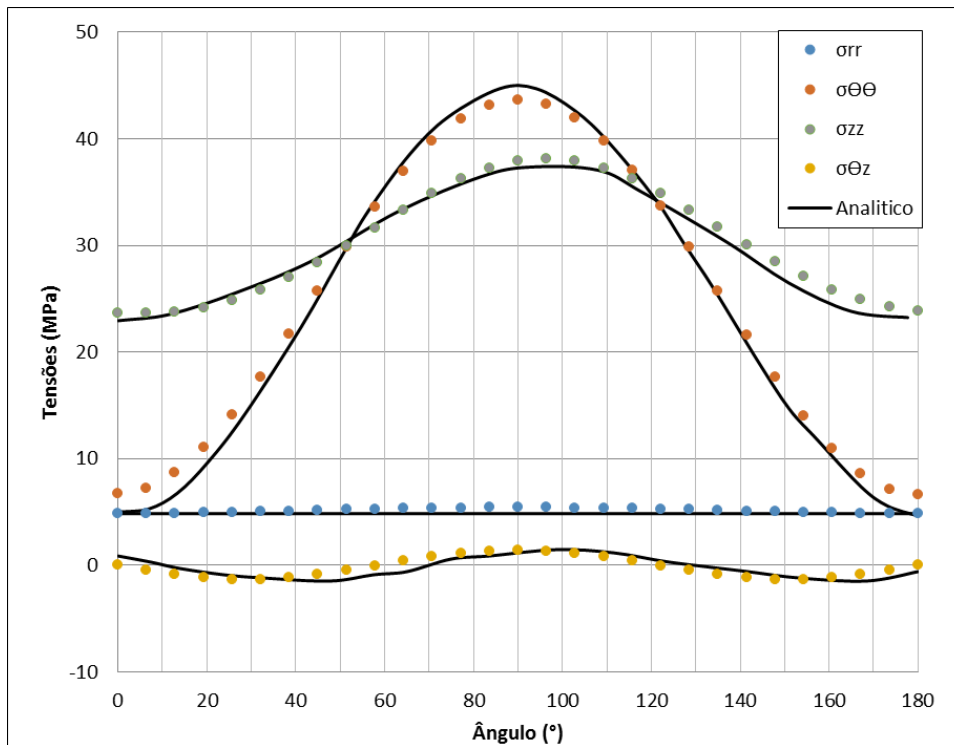


Figura 3.9 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo TTI e um poço vertical.

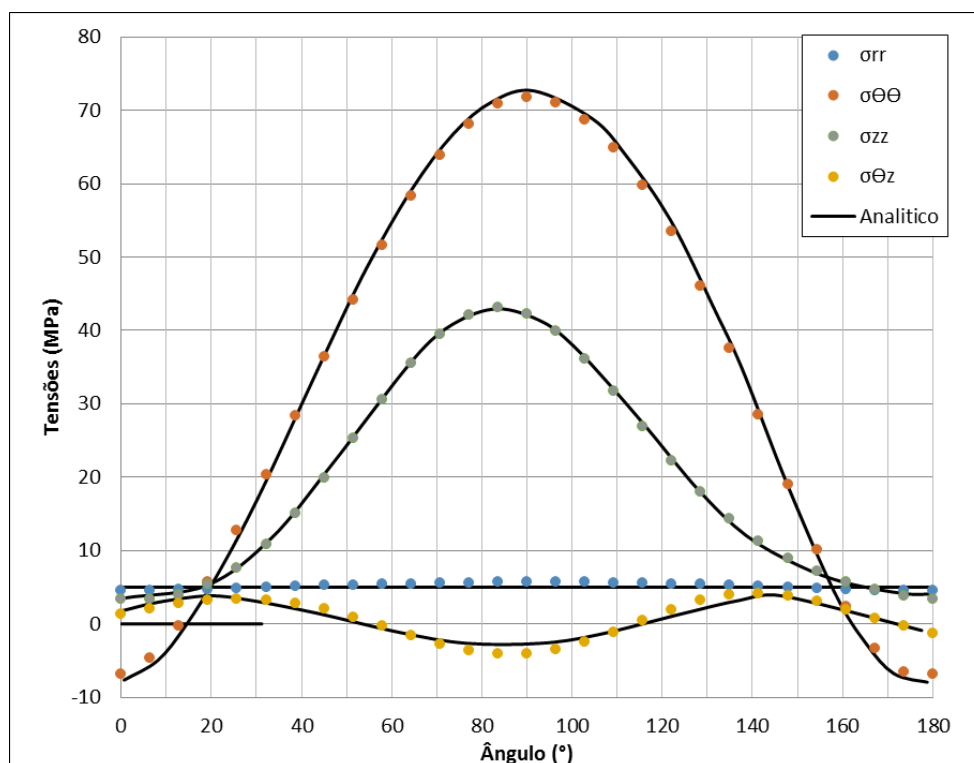


Figura 3.10 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo TTI e um poço horizontal.

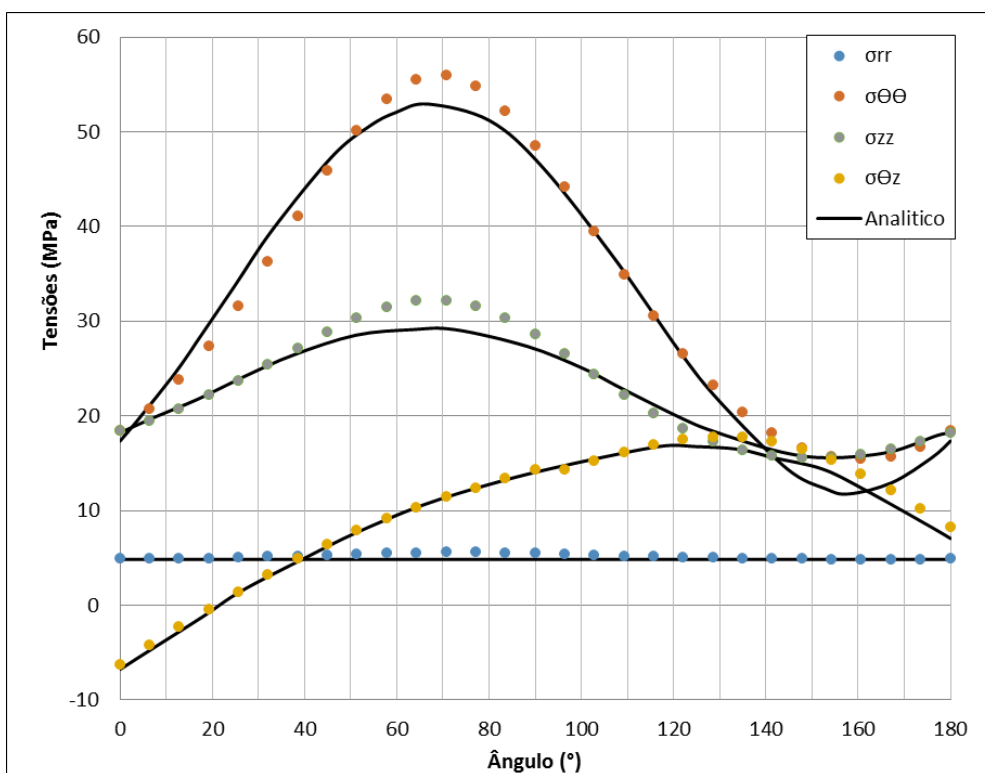


Figura 3.11 - Tensões ao redor do poço (soluções analíticas e numéricas) para um modelo TTI e um poço inclinado a 45°.

Das comparações feitas, pode se concluir que obtiveram-se boas aproximações entre os modelos, para todos os casos, pelo qual pode-se concluir que o programa ABAQUS® resolve satisfatoriamente problemas desse tipo.

3.1.2. Ruptura ao redor do poço

Para determinar se ocorreria o não falha na parede do poço, foi utilizado o software MATLAB®, no qual foram programados os critérios para determinar a ocorrência de fratura gerado por a falha por tração, ou colapso gerado por a falha de cisalhamento na rocha intacta ou no plano de fraqueza.

Para a verificação do colapso por falha na rocha intacta, foi utilizado o critério Mohr Coulomb, e para verificação do colapso por falha no plano de fraqueza a aplicação do procedimento proposto por Yan (2014).

O esquema geral do procedimento executado em MATLAB® é apresentado na Figura 3.12.

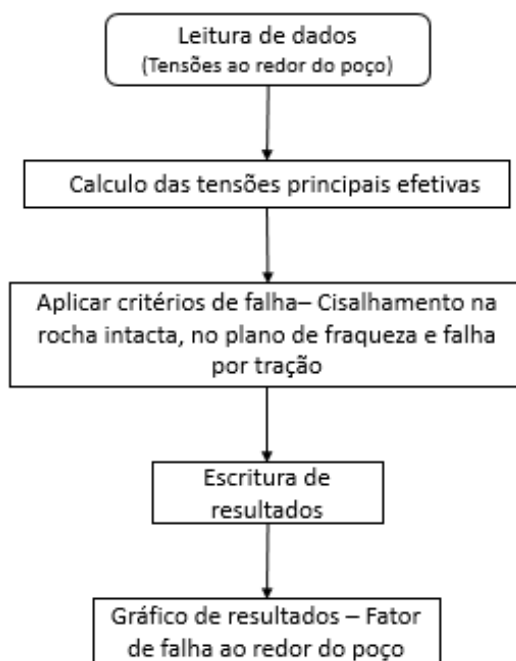


Figura 3.12 - Diagrama de fluxo programado no software MATLAB®.

- Tensões principais

Após a leitura dos dados provenientes dos cálculos efetuados no software ABAQUS®, é realizado o cálculo das tensões principais efetivas, correspondentes a um estado de tensões em cada ponto definido por um ângulo ao redor do poço, para tal fim, foi utilizado a Equação 3.3 (Chou e Pagano, 1967), a qual apresenta três raízes reais como solução, que serão as tensões principais. As tensões introduzidas na equação foram as tensões efetivas.

$$\sigma_p^3 - (\sigma_x' + \sigma_y' + \sigma_z')\sigma_p^2 + (\sigma_x'\sigma_y' + \sigma_y'\sigma_z' + \sigma_z'\sigma_x' - \tau_{xy}^2 - \tau_{yz}^2 - \tau_{zx}^2)\sigma_p - (\sigma_x'\sigma_y'\sigma_z' + 2\tau_{xy}\tau_{yz}\tau_{zx} - \sigma_x'\tau_{yz}^2 - \sigma_y'\tau_{zx}^2 - \sigma_z'\tau_{xy}^2) = 0 \quad 3.3$$

- Falha por tração

Quando a tensão principal menor exceda a resistência a tração da rocha, esta irá falhar no modo de tração. Rescrevendo a Equação 2.13 obtém-se:

$$1 \leq \frac{-\sigma_3'}{T_0} \quad 3.4$$

Onde se define o lado direito da equação como F, que denominaremos de fator de falha para fratura.

$$1 \leq F \quad 3.5$$

Conclui-se, que quando F tome valores maiores ou iguais a 1 ocorrerá falha para um determinado ângulo localizado na parede ao redor do poço.

A pressão no poço, que irá a definir o limite inferior, estará definida pela inequação 3.6.

$$P_w \geq -T_0 + P_p \quad 3.6$$

Onde, P_w é a pressão no poço, exercida pelo fluido de perfuração.

Uma vez que $P_w = -T_0 + P_p$, o esforço radial efetivo (σ'_{rr}), será igual à resistência por tração da formação e a falha na direção radial terá um efeito importante.

- Falha por cisalhamento

A ocorrência de falha por cisalhamento, será verificada na rocha intacta e no plano de fraqueza, para o qual, foi adotado o procedimento descrito por Yan *et al.* (2014), onde estes dois diferentes tipos de falha foram usados para identificar o *onset* a deformação ao redor do poço. Cada critério requer dos parâmetros mecânicos para descrever a resistência; a coesão e ângulo de atrito, estes são necessário tanto para a rocha intacta como para o plano de fraqueza.

A falha na rocha intacta foi verificada pela aplicação do critério Mohr Coulomb, o qual pode ser definido pela Equação 3.7.

$$1 \leq \frac{\tau_m}{\sigma_m \sin \phi_0 + S_0 \cos \phi_0} \quad 3.7$$

Onde se denomina o lado direito da equação como F, que chamaremos de fator de falha para colapso na rocha intacta. A função de F é a mesma definida para a falha por tração.

A falha no plano de fraqueza vai ser determinada pela Equação 3.8.

$$1 \leq \frac{|\tau_{PW}|}{S_{PW} + \tan \phi_{WP} (\sigma_n^{PW} - P_p)} \quad 3.8$$

Onde:

τ_{PW} é a tensão cisalhante na superfície do plano de fraqueza; e,

σ_n^{PW} é a tensão normal atuante no plano em menção.

Para a avaliação das tensões atuantes no plano de fraqueza, as tensões induzidas são rotacionadas para o sistema de coordenadas do material. O algoritmo utilizado é:

$$\sigma^{PW} = T_m(\beta_D, \beta_A) [T_b(\alpha_D, \alpha_A)]^{-1} \sigma^{IS} [T'_b(\alpha_D, \alpha_A)]^{-1} T'_m(\beta_D, \beta_A) \quad 3.9$$

Onde:

σ^{IS} é o tensor de tensões induzidas no poço;

$T_b(\alpha_D, \alpha_A)$ e $T_m(\beta_D, \beta_A)$ são as matrizes de rotação para o poço e o material respectivamente.

Após a rotação do sistema de coordenadas as tensões atuantes (σ^{PW}), no plano de fraqueza podem ser descompostas em seus componentes normais e cisalhantes:

$$|\tau_{PW}| = \sqrt{(\sigma_{31}^{PW})^2 + (\sigma_{32}^{PW})^2} \quad 3.10$$

$$\sigma_n^{PW} = \sigma_{33}^{PW} \quad 3.11$$

Assim, verifica-se a falha no plano de fraqueza. O fator de falha (F) utilizado neste estudo foi abordado da mesma forma como foi definido anteriormente.

4 Resultados

Neste capítulo, serão apresentados os resultados para os casos analisados. Realizou-se três análises: um estudo paramétrico, no qual procurou-se determinar o parâmetro de maior influência na variação da janela operacional, e duas análises de estabilidades, nas quais se tentou achar a melhor trajetória do poço com base nos resultados das janelas operacionais calculadas. O primeiro caso de estabilidade de poço corresponde a um folhelho orgânico localizado no sudeste de China, e o segundo caso a um folhelho localizado no Mar do norte.

É importante ressaltar que o valor máximo dos limites superiores considerado, foi de 250 Mpa, é dizer, quando é reportado um valor de 250 Mpa, pode ser que a pressão final seja maior o igual a este valor. O anterior foi decidido, já que considerou-se que um valor tão alto não é representativo para uma janela operacional.

4.1. Estudo paramétrico

O estudo paramétrico foi realizado com intuito de investigar os efeitos das alterações dos parâmetros (da rocha e do poço) nas tensões ao redor do poço, e nas pressões de inicialização de falha por tração e por cisalhamento (na rocha e no plano de fraqueza), e por consequência sobre as janelas operacionais. A variedade de informação gerada no estudo paramétrico poderia permitir ao engenheiro tomar decisões referentes ao programa do fluido de perfuração, na elaboração do projeto de fraturamento hidráulico e o reconhecimento das possíveis causas de falhas que venham a ocorrer durante a perfuração.

Os parâmetros analisados foram: azimute do poço, anisotropia da rocha e orientação da formação. Para cada caso de análise, foram consideradas três inclinações do poço: vertical, horizontal e 45°.

4.1.1. Caso base

Inicialmente foram obtidas as tensões ao redor poço e calculadas as janelas operacionais para os dados apresentados na Tabela 4.1, onde se apresenta um meio anisotrópico: transversalmente isotrópico com eixo de simetria vertical, e considera-se um poço com azimuth 0°, para o qual, foram realizadas variações dos parâmetros. O grau de anisotropia descrito pela relação entre os módulos de Young (K_1) é de 1.6, e o descrito pelos coeficientes de Poisson (K_2) é de 1.1.

Tabela 4.1 - Dados de entrada para o caso base do estudo paramétrico.

Dados	
Profundidade (m)	929,64
Tensão horizontal máximo (Mpa)	57,5
Tensão horizontal mínimo (Mpa)	54,5
Tensão vertical (Mpa)	71,8
Direção da tensão horizontal máximo	N-S
Módulo de Young vertical (MPa) - E_y	16892,16
Módulo de Young horizontal (MPa) - E_x	26751,66
Coeficiente de Poisson para a expansão no plano de isotropia devido à compressão normal a ele - ν_{yx}	0,2768
Coeficiente de Poisson para a expansão paralela ao plano de isotropia devido à compressão paralela a ele - ν_{xx}	0,242
Módulo de cisalhamento (MPa)	8549,54
Resistência à tração (MPa)	7
Coesão da rocha intacta (MPa)	26,245
Ângulo de atrito da rocha intacta (°)	37,6°
Coesão do plano de fraqueza (MPa)	18,27
Ângulo de atrito do plano de fraqueza (°)	26°
Poro pressão (MPa)	42,55
Orientação do plano de fraqueza	
Azimuth de mergulho (°)	0
Ângulo de mergulho (°)	0

Os dados das tensões *in-situ* e a poro pressão foram obtidas do trabalho feito por Osorio (2013), os quais correspondem a registros de campo. As propriedades elásticas e de resistência para a rocha intacta e o plano de fraqueza foram obtidas de resultados experimentais reportados por Ambrose (2014).

As janelas operacionais obtidas para o caso base do estudo paramétrico são apresentadas na Tabela 4.2, e na Figura 4.1 pode-se observar melhor o comportamento destes resultados em relação à variação da inclinação do poço. Os pontos ressaltados na figura, foram obtidos neste trabalho e as linhas continuas são linhas de tendência plotadas pelo Software Excel.

Tabela 4.2 - Pressões limites calculados para o caso base.

Azimute 0°						
Inclinação	Tração		Cisalhamento rocha		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	35	72	25	84	1	250
45°	35	66	30	78	26	165
90°	35,5	55	35	68	1	250

Na Figura 4.1, observa-se que para todos os cenários calculados os limites superior e inferior da janela operacional serão limitados pelo modo de falha de tração; nota-se que os valores limites inferior da pressão são menores que a poro-pressão, o que indica que para o conjunto de dados em menção e para a consideração de fluido não penetrante, o modulo de ruptura por tração radial é significativo, o que não é um critério de perfuração comumente aceitável, a não ser que queira-se perfurar em condições *underbalance*. Sendo assim, iremos considerar que a pressão limite inferior da janela operacional, é delimitada pela pressão de poros. Observa-se que o intervalo da janela operacional (região segura), tende a diminuir com o aumento da inclinação do poço. Os limites calculados pelo modo de falha de cisalhamento na rocha intacta, segue um comportamento parecido à tendência do modo de falha por tração (ou da janela operacional). Os limites superiores, pelo modo de falha por cisalhamento no plano de fraqueza, tomaram valores muito altos pelo qual não foram representados na Figura 4.1, mais a tendência observada nos valores da Tabela 4.2 (referentes a limites superiores e inferiores), mostra uma maior instabilidade para o poço inclinado a 45°.

De acordo com o descrito com anterioridade e o observado na figura analisada, a janela operacional será limitada pela pressão de poros como limite inferior e pelo método de tração no limite superior. Desta forma, observa-se que não existe uma influência do plano de fraqueza na janela operacional.

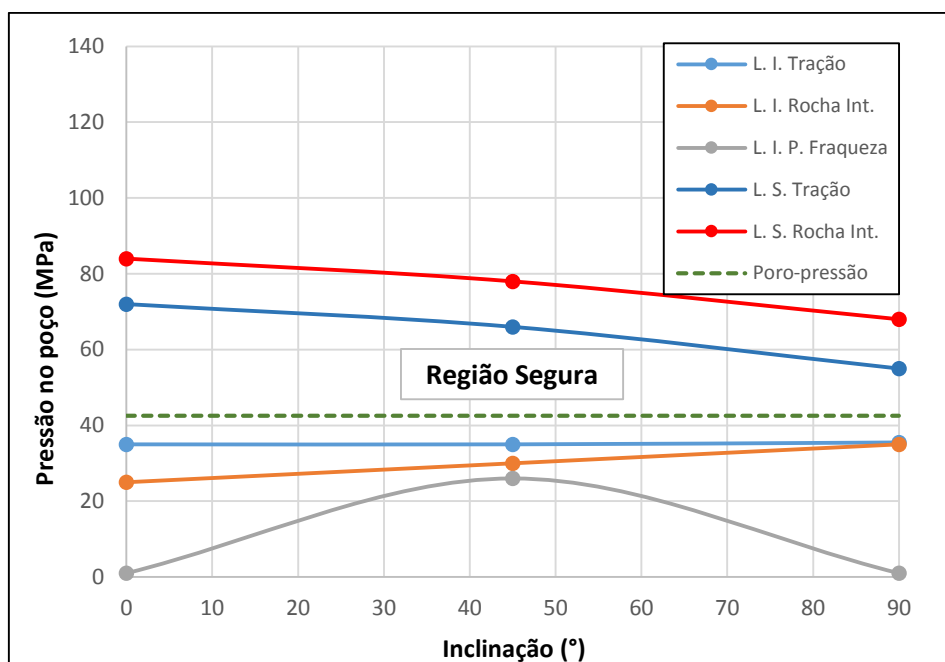


Figura 4.1 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para o caso base considerado.

Tabela 4.3 - Pressões limites calculados para o caso base – Fluido penetrante.

Azimute 0°						
Inclinação	Tração		Cisalhamento rocha		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	0	72	4	84	0	250
45°	0	66	10	78	0,7	165
90°	0	55	20	68	3	250

Para o caso base, além da análise descrita, foi realizado um estudo adicional assumindo fluido penetrante, já que, considerou-se de interesse analisar um cenário diferente, sustentados nos valores obtidos no limite inferior do modo de falha de tração. Obtiveram-se, os dados reportados na Tabela 4.3 e a região segura apresentada na Figura 4.2.

Observa-se que para o presente cenário, em comparação com o cenário de fluido não penetrante, obteve-se uma região segura muito mais ampla e delimitada pelo modo de falha por cisalhamento para o limite inferior e para o limite superior pelo modo de falha por tração. O comportamento descrito, está de acordo com os

critérios de perfuração comumente aceitáveis. A influência do plano de fraqueza na definição da janela operacional continua sendo nula.

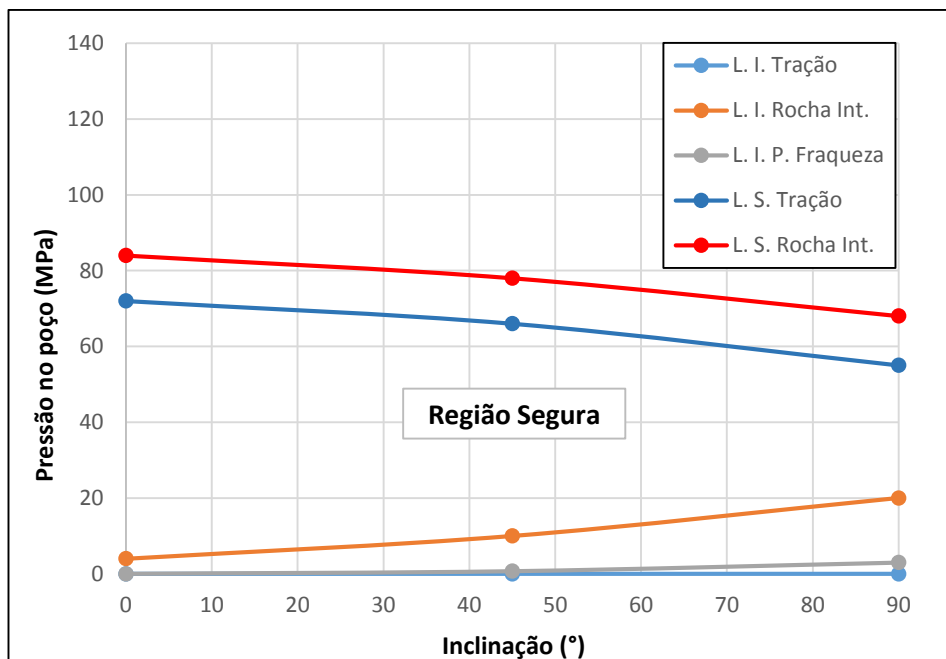


Figura 4.2 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para o caso base considerado – Fluido penetrante.

4.1.2. Efeito do azimute do poço

Para os dados de entrada do caso base e um poço horizontal, variou-se o azimute do poço de 0° a 150° com intervalos de 50°, com intuito de analisar o efeito da mudança do ângulo do azimute do poço.

Na Tabela 4.4 são apresentadas as pressões limites (superior e inferior) para o caso em questão, onde leva-se em contas as magnitudes dos resultados. Desta forma, pode-se concluir que para todo azimute de um poço horizontal, a falha por cisalhamento no plano de fraqueza provavelmente não ocorre. A janela operacional dos poços será limitada pela pressão de poros e pela falha de tração.

Tabela 4.4 - Pressões limites calculados para um poço horizontal.

Inclinação 90°						
Azimute	Tração		Cisalhamento rocha		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)
0	35,5	55	35	68	1	250
50	35,5	59	33	73	1	250
100	35,5	58	34	72	1	250
150	35,5	54,5	34,5	68	1	250

O comportamento da região segura para perfurar com a variação do azimute, pode-se perceber na Figura 4.3, para poços com um azimute de 50° e 100° se aprecia um aumento do intervalo entre os limites superior e inferior. Sendo assim, para os poços perfurados com azimutes mais pertos (quase alinhado) com o esforço horizontal máximo são considerados mais instáveis quando comparados com os alinhados com o esforço horizontal mínimo.

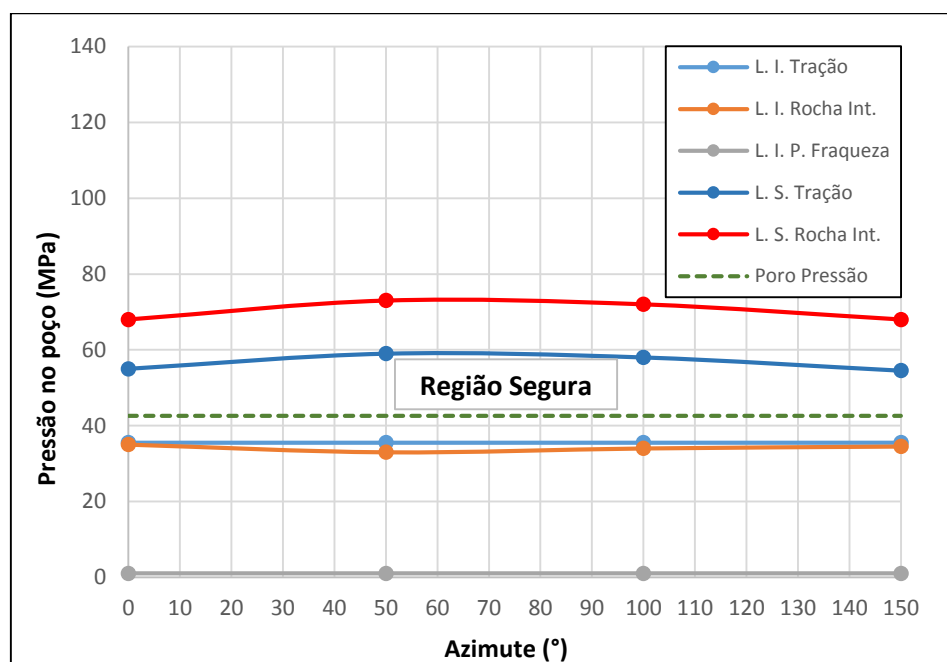


Figura 4.3 - Variação das pressões limites com o azimute para um poço horizontal.

4.1.3. Efeito da anisotropia da rocha.

Mantendo os parâmetros geométricos do caso base, variou-se os valores dos coeficientes elásticos da rocha. O grau de anisotropia pela relação dos módulos de Young (K_1) foi alterado de 1.6 para 2.9, e o descrito pela relação entre os coeficientes de Poisson (K_2) de 1.1 para 1.3. Os dados de entrada, estão expostos na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Dados de entrada para uma anisotropia $K_1 = 2.9$ e $K_2 = 1.3$.

Dados	
Profundidade (m)	929,64
Tensão horizontal máximo (Mpa)	57,5
Tensão horizontal mínimo (Mpa)	54,5
Tensão vertical (Mpa)	71,8
Direção da tensão horizontal máximo	N-S
Módulo de Young vertical (MPa) - E_y	16202,68
Módulo de Young horizontal (MPa) - E_{xx}	46746,47
Coeficiente de Poisson - ν_{yx}	0,3898
Coeficiente de Poisson - ν_{xx}	0,3117
Módulo de cisalhamento (MPa)	9997,4
Resistencia à tração (MPa)	7
Coesão da rocha intacta (MPa)	26,245
Ângulo de atrito da rocha intacta (°)	37,6°
Coesão do plano de fraqueza (MPa)	18,27
Ângulo de atrito do plano de fraqueza (°)	26°
Poros pressão (MPa)	42,55
Orientação do plano de fraqueza	
Azimute de mergulho (°)	0
Ângulo de mergulho (°)	0

Os resultados desta análise são apresentados na Tabela 4.6 na qual pode-se observar, uma pequena variação nos resultados quando comparados com caso base, porém mantendo algumas tendências parecidas, como a prevalência do modo de falha por tração como determinante do limite superior, para a janela operacional, e a pressão de poros como limite inferior, além do comportamento semelhante aos outros modos de falha calculados.

Tabela 4.6 - Pressões limites calculados para uma anisotropia $K_1 = 2.9$ e $K_2 = 1.3$.

Azimute 0°						
Inclinação	Tração		Cisalhamento rocha		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	35	71	30,5	81	26	250
45°	35	68	32	80	1	170
90°	36	47	32	63	28,5	250

Na Figura 4.4, podemos observar, que em relação ao modelo tido como base, a janela operacional aumentou um pouco seu intervalo de segurança, quando o poço encontra-se a uma inclinação de 45°, no entanto, ocorreu uma significativa diminuição do intervalo de segurança quando a análise é realizada para o poço vertical e uma diminuição ainda maior para o poço horizontal. O comportamento descrito, foi observado também os outros modos de falha.

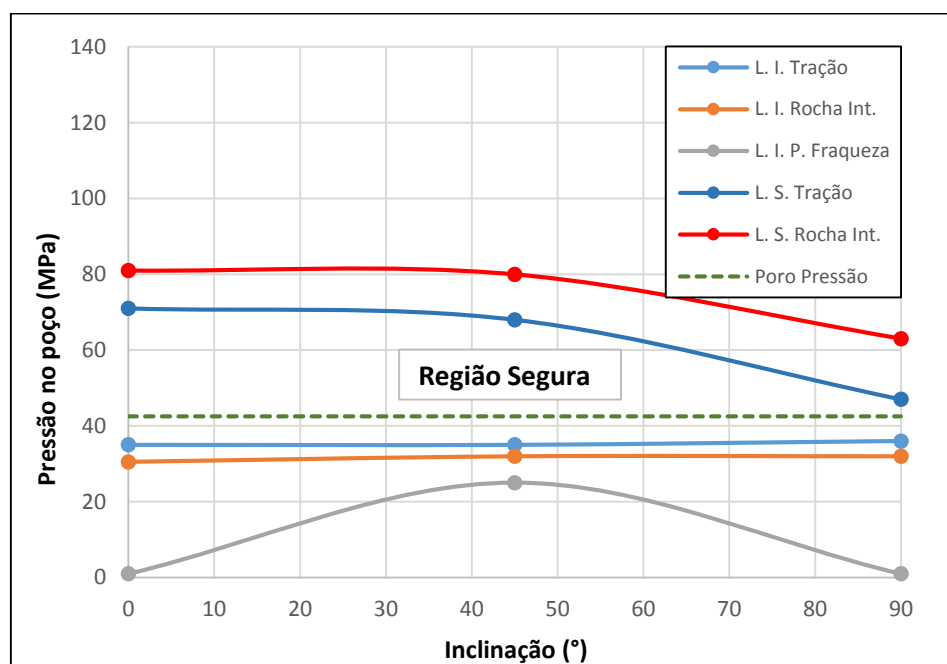


Figura 4.4 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para uma anisotropia $K_1 = 2.9$ e $K_2 = 1.3$.

4.1.4. Efeito da orientação da formação

Na análise da variação da orientação da formação, só foi alterado o ângulo de mergulho, mantendo constante para todos os casos o azimute do mergulho e todos os parâmetros referentes ao caso base, pelo qual, para o caso em questão foi utilizado um meio transversalmente isotrópico com eixo de simetria inclinado (TTI). Os ângulos de mergulho considerados para a análise foram: 20°, 40°, 60° e 80°.

Os resultados obtidos são apresentados nas Tabelas: 4.7, 4.8, 4.9 e 4.10. Observa-se a prevalência do modo de falha por tração como limitante superior e a poro pressão como limitante inferior, no intervalo da janela operacional para todas as variações do ângulo de mergulho, este fato já foi observado no caso base, porém nesta análise não foi possível observar a diminuição da estabilidade com o aumento da inclinação do poço, como observado anteriormente.

Tabela 4.7 - Pressões limites calculados para o caso TTI 20°.

TTI-20°						
Inclinação	Tração		Cisalhamento rocha		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	35,5	72,5	25	83	1	190
45°	35	64	31	76	10	130
90°	35,5	54	35	69	25	250

Tabela 4.8 - Pressões limites calculados para o caso TTI 40°.

TTI-40°						
Inclinação	Tração		Cisalhamento rocha		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	35,5	70	27	78	26	170
45°	35,5	59	35	70	1	160
90°	36	55	35	69	28,5	150

Tabela 4.9 - Pressões limites calculados para o caso TTI 60°.

TTI-60°						
Inclinação	Tração		Cisalhamento rocha		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	35,5	67	30	75	30	250
45°	35,5	49,5	31	57	18	89
90°	35,5	56	32	70	20	105

Tabela 4.10 - Pressões limites calculados para o caso TTI 80°.

TTI-80°						
Inclinação	Tração		Cisalhamento rocha		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	37,5	66,5	29	74	24	250
45°	40,2	40,2	35	46,5	40	75
90°	36	60	33	76	1	155

Para os modos de falha por tração e cisalhamento na rocha intacta a linha de tendência segue um comportamento parecido para as diferentes configurações de eixo de isotropia (observa-se nas Figuras: 4.5, 4.6, 4.7 e 4.8), no qual, para um poço vertical, observamos que o intervalo apresenta uma pequena diminuição com o aumento do ângulo de mergulho. Para um poço inclinado a 45°, a diminuição do intervalo da janela operacional é mais notória, apresentado ausência desta para um TTI de 80°. Por último, o poço horizontal apresenta um comportamento contrário descrito para o poço inclinado a 45°, no qual, o intervalo da janela operacional tende a aumentar com o aumento do ângulo de mergulho.

Como conclusão, levando em conta a análise para um poço inclinado a 45° e do observado, pode-se dizer que para poços perfurados acima do ângulo de mergulho do plano de fraqueza (fazendo referência à os TTI de 60° e 80°) existe maior risco de apresentar problemas de instabilidade.

Para o modo de falha por cisalhamento no plano de fraqueza, os resultados não são muito representativos para a janela operacional (principalmente os limites superiores), porém observa-se nas figuras citadas, que o limite inferior tende a tornar-se mais importante quando o TTI aumenta a inclinação, observando-se que para um TTI de 80°, levando em consideração somente falhas por cisalhamento, em um poço com inclinação de 45 graus, a falha ocorre primeiro no plano de

fraqueza e depois na rocha intacta. O intervalo entre os limites superiores e inferiores diminui para os TTI de 60° e 80°, do mesmo jeito que os outros modos de falha. O poço vertical, mantém sempre um intervalo operacional maior que os demais poços, sendo está a configuração mais estável quando tratamos de falha por cisalhamento no plano de fraqueza.

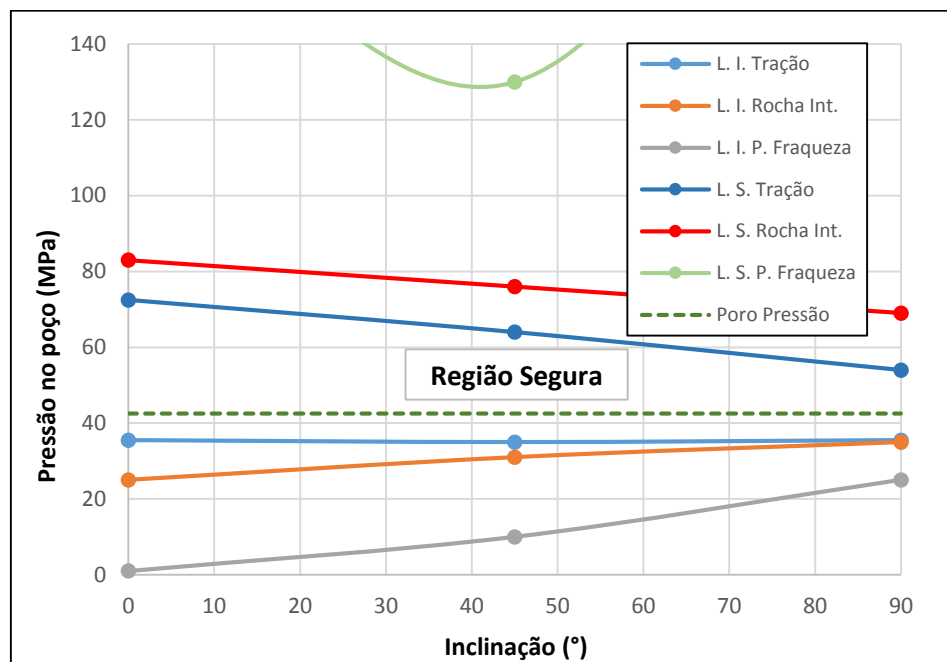


Figura 4.5 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para TTI 20°.

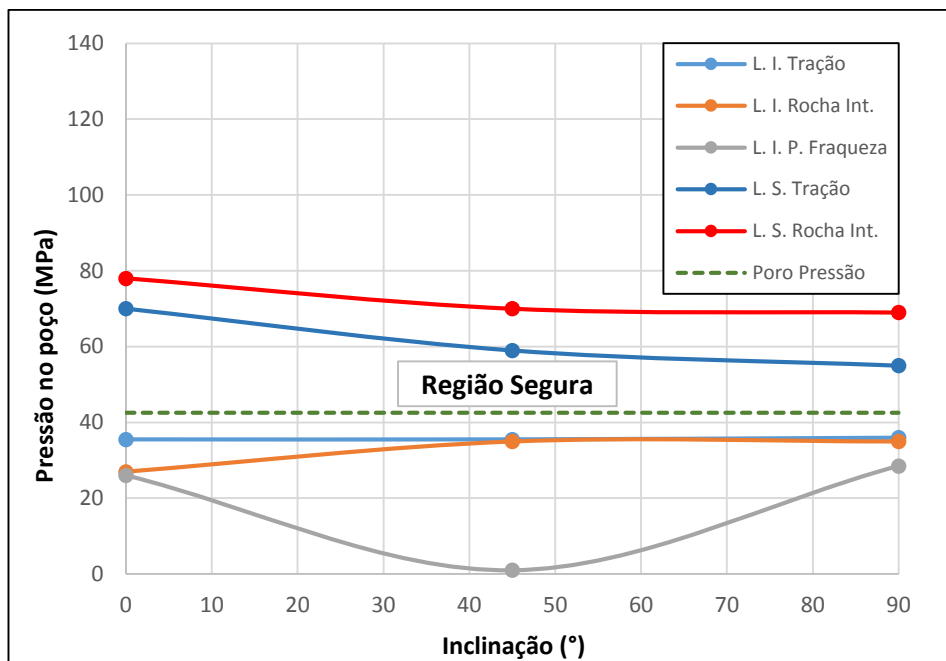


Figura 4.6 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para TTI 40°.

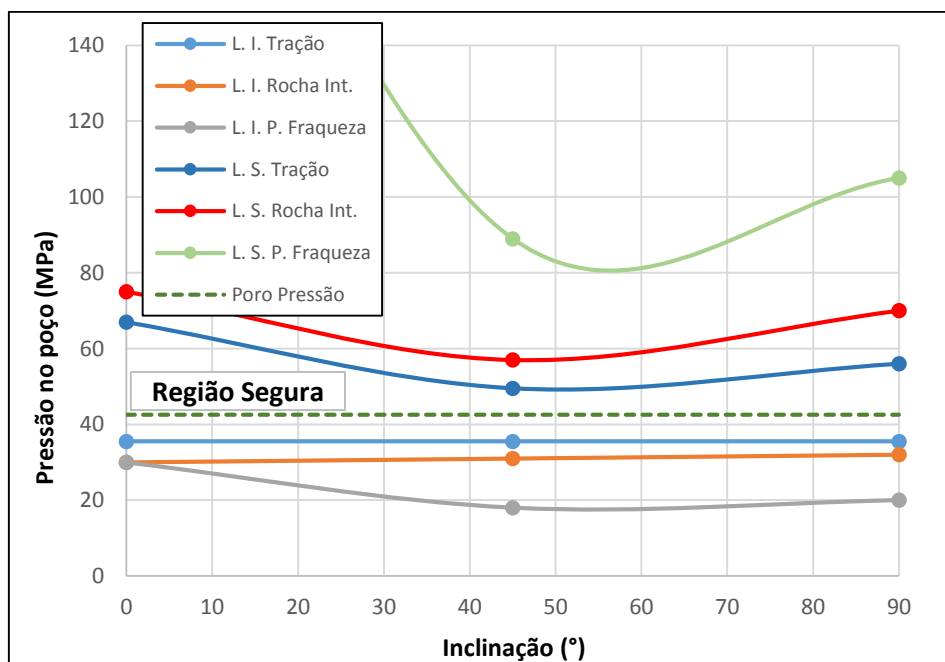


Figura 4.7 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para TTI 60°.

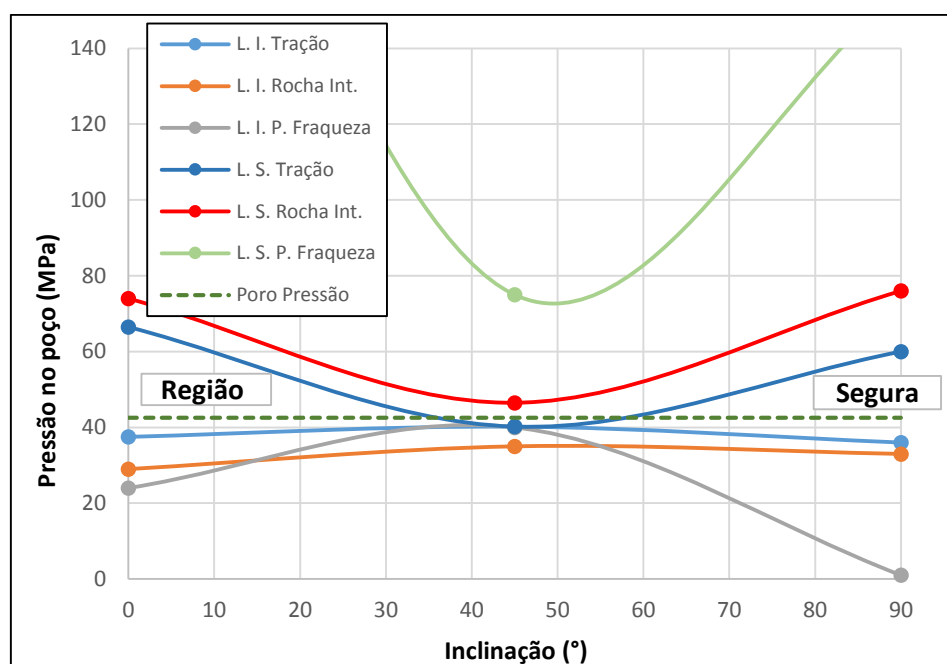


Figura 4.8 - Variação das pressões limites no poço com a inclinação, para TTI 80°.

4.2. Estudo de casos de aplicação

Foram analisados dois casos, nos quais o objetivo do estudo foi procurar a melhor trajetória do poço (inclinação e azimute) em base as janelas operacionais obtidas para as diferentes trajetórias consideradas.

Como é descrito na Tabela 4.11, as inclinações consideradas para o poço, foram: vertical, horizontal e inclinado 45°, e para cada inclinação variou-se o azimute de 0° a 135° com intervalos de 45°.

Tabela 4.11 - Esquema de trajetórias de poço consideradas para o estudo.

Inclinação do poço (°)	Azimute (°)			
	0	45	90	135
0	0	45	90	135
45	0	45	90	135
90	0	45	90	135

4.2.1. Caso 1

O presente caso de estudo tem como base o trabalho Yan *et al.* (2014), no qual a área de estudo está localizada em um campo de *shale gas* ao sudeste de China na bacia Sichuan. Antes de atingir a formação objetivo, tem que se atravessar as formações Silurian Ordovician e Cambrian (Figura 4.9); No entanto, o histórico de perfuração nesta área mostra problemas de estabilidade recorrentes na formação Cambrian.

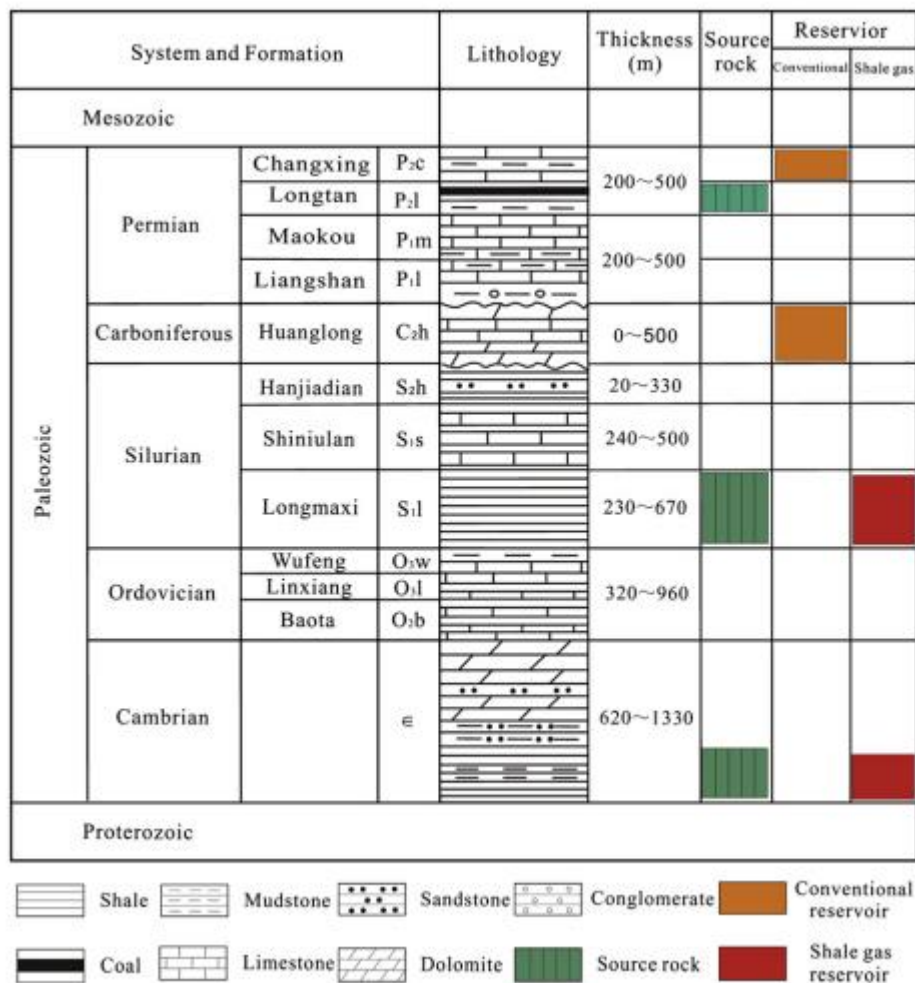


Figura 4.9 - Coluna estratigráfica da bacia Sichuan. (Chen *et al.*, 2011)

A litologia da seção de estudo é um *mudstone* cinza e cinza escuro do *lower Cambrian* com camadas finas de *muddy silt*. A formação é caracterizada como uma rocha anisotrópica com presença de descontinuidades, que incluem fraturas naturais, acamamentos e falhas. A região, onde se encontra localizada a seção

de estudo, é considerada tectonicamente ativa, e as tensões *in-situ* se apresentam em um sistema de falha transcorrente ($\sigma_H > \sigma_V > \sigma_H$).

Os dados de entrada, para a análise de estabilidade de poço, a uma profundidade típica desta formação, são apresentados na Tabela 4.12, onde camadas de folhelhos laminados forma identificados como planos de fraqueza.

Tabela 4.12 - Dados de entrada para a análise de estabilidade de poço do caso 1.

Dados	
Profundidade (m)	2200
Tensão horizontal máximo (Mpa)	60
Tensão horizontal mínimo (Mpa)	40
Tensão vertical (Mpa)	50
Direção da tensão horizontal máximo	N45°E
Módulo de Young vertical (MPa) - E_y	7000
Módulo de Young horizontal (MPa) - E_{xx}	10000
Coeficiente de Poisson - ν_{yx}	0,33
Coeficiente de Poisson - ν_{xx}	0,29
Módulo de cisalhamento (MPa)	4000
Resistencia à tração (MPa)	2
Coesão da rocha intacta (MPa)	14,434
Ângulo de atrito da rocha intacta (°)	30
Coesão do plano de fraqueza (MPa)	1
Ângulo de atrito do plano de fraqueza (°)	25
Porosidade (MPa)	20
Orientação do plano de fraqueza	
Azimute de mergulho (°)	135
Ângulo de mergulho (°)	15

Todos os dados, com exceção da coesão da rocha intacta, foram obtidos diretamente do trabalho apresentado por Yan (2014). A coesão da rocha intacta, foi calculada pela correlação com o UCS expressada na Equação 4.1. O valor reportado por Yan para UCS foi de 50 Mpa.

$$UCS = 2S_0 \left[(\mu_i^2 + 1)^2 + \mu_i \right] \quad 4.1$$

4.2.1.1.

Janela operacional

As janelas operacionais calculadas são apresentadas, nas Tabelas: 4.13, 4.14 e 4.15; nestas pode ser observada o limite superior e inferior para os três modos de falhas analisadas.

Em geral para falha na rocha intacta, seja por tração ou cisalhamento, e para todas as variações de azimuth, pode-se observar um aumento no intervalo da janela operacional com o aumento da inclinação do poço; o que poderia indicar que os poços verticais ou próximos a uma inclinação de 0° , terão mais problemas de instabilidade se consideramos só o mecanismo de falha pela rocha intacta.

Para o mecanismo de falha pelo plano de fraqueza, em geral pode se observar um efeito não linear, onde, para um poço com uma inclinação de 45° tem-se um intervalo estreito da janela operacional, mais para os poços vertical e horizontal, a janela operacional aumenta quando comparamos ao poço anterior.

Tabela 4.13 - Pressões limites calculadas para um poço vertical

INCLINAÇÃO 0°						
Azimute	Tração		Cisalhamento Rocha I.		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	18	42,6	30	50	1	62

Tabela 4.14 - Pressões limites calculadas para um poço inclinado a 45° .

INCLINAÇÃO 45°						
Azimute	Tração		Cisalhamento Rocha I.		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	18	49	25	54	31	70
45°	18	47,7	28	53	40	48
90°	18	49	25	54	35	57
135°	18	47,5	27	53	30	68

Tabela 4.15 - Pressões limites calculadas para um poço horizontal.

INCLINAÇÃO 90°						
Azimute	Tração		Cisalhamento Rocha I.		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	17,8	54,7	22	59	34	108
45°	18	54	26	56	40	110
90°	18	54,5	22	57	34	115
135°	18	54	23	58	30,2	120

Analisando os dados, observa-se também, que em média para o azimute de 45°, em todas as inclinações do poço calculadas, se aprecia uma redução da janela operacional, em relação as outras trajetórias (mantendo a inclinação para cada caso). Para o azimute de 135°, acontece o comportamento oposto ao mencionado para 45° de azimute do poço, já que, se observa um ligeiro aumento do intervalo da janela operacional, em comparação com os outros azimutes calculados.

Também, é possível notar, que para uma inclinação do poço de 0°, o limite inferior da janela operacional é delimitado pelo mecanismo de falha por cisalhamento na rocha, e o limite superior é demarcado pelo mecanismo de tração; ao contrário, para as inclinações de 45° e de 90°, nas quais o limite inferior é delimitado pela ocorrência de falha por cisalhamento no plano de fraqueza, porém o limite superior é demarcado pelo mesmo tipo de falha de um poço vertical, falha por tração.

Nas Figuras: 4.10, 4.11, 4.12 e 4.13; são apresentados os limites inferiores de pressão necessária no poço para evitar a falha por tração, falha por colapso na rocha intacta e no plano de fraqueza, com a variação da inclinação e mantendo constante o azimute, para cada caso. Os pontos ressaltados nas figuras, foram os dados calculados no presente trabalho e as linhas continuas foram os ajustes feitos pelo Software Excel. A linha continua amarela representa para cada caso, o limite inferior que regeia com a variação da inclinação.

Em geral, para as figuras em menção, a pressão mínima, é delimitada pelo colapso na rocha intacta e no plano de fraqueza. Para todos os azimutes analisados, o mecanismo de falha na rocha intacta é o fator de instabilidade dominante para os poços perfurados com uma inclinação vertical ou próxima à vertical, além, pode observar-se, que com o aumento da inclinação, a instabilidade no poço vai ser dominada pelo mecanismo de falha no plano de fraqueza. A

transição de um modo de falha para outro ocorre na maioria dos casos entre uma inclinação de 30° e 40° (azimutes de 0°, 90° e 135°), só para um azimuth de 45° a transição ocorre entre 20° e 30° de inclinação.

Note-se, que para os azimutes de 45° e 90°, torna-se necessário uma maior pressão mínima no poço (ou uma maior densidade do fluido de perfuração), para poços próximos a horizontal (inclinação de 90°), em comparação com os azimutes de 0° e 135°.

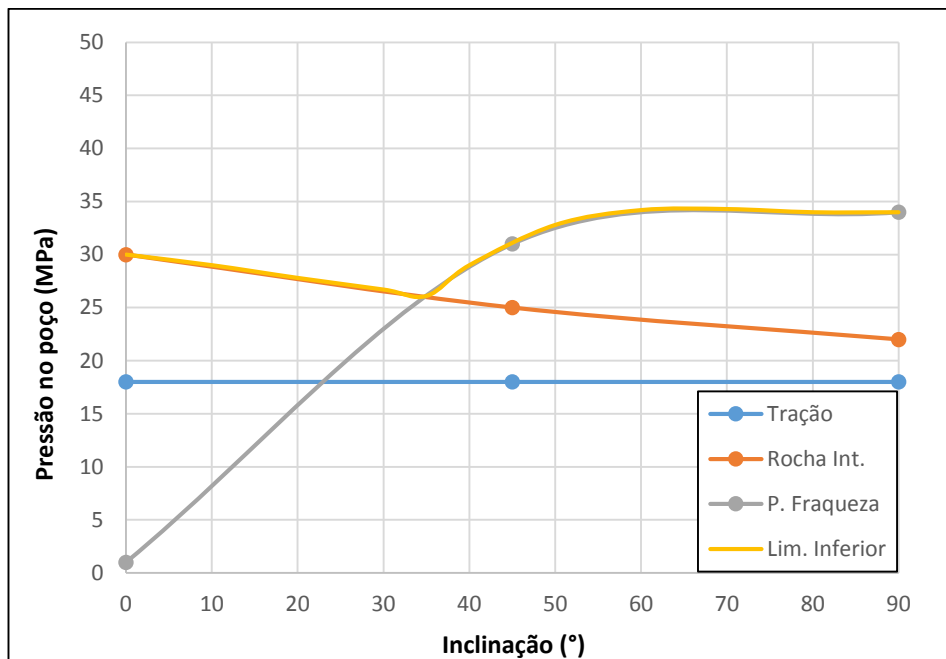


Figura 4.10 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimuth de 0° - Caso 1.

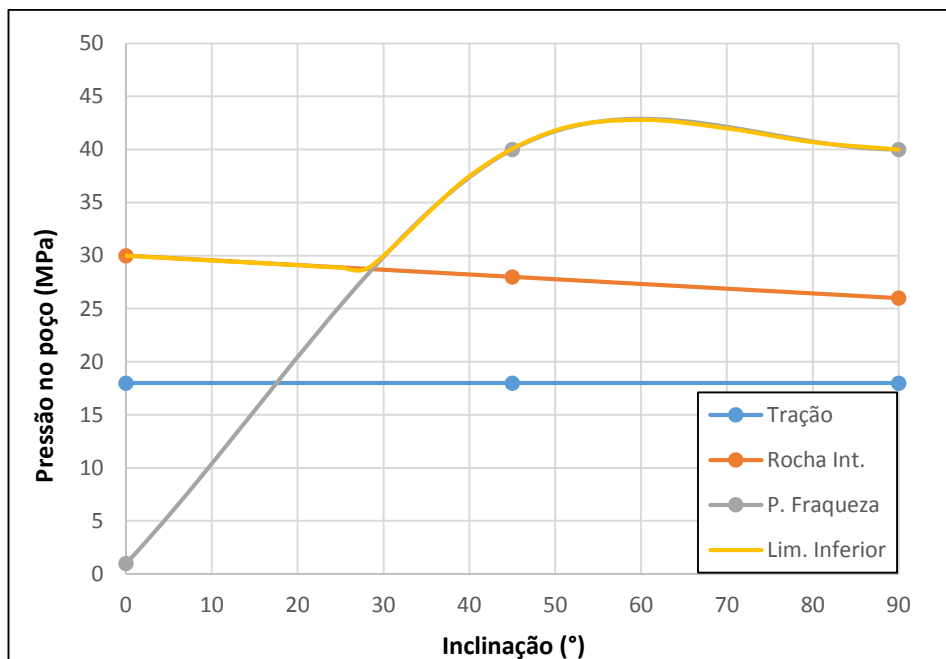


Figura 4.11 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 45° - Caso 1.

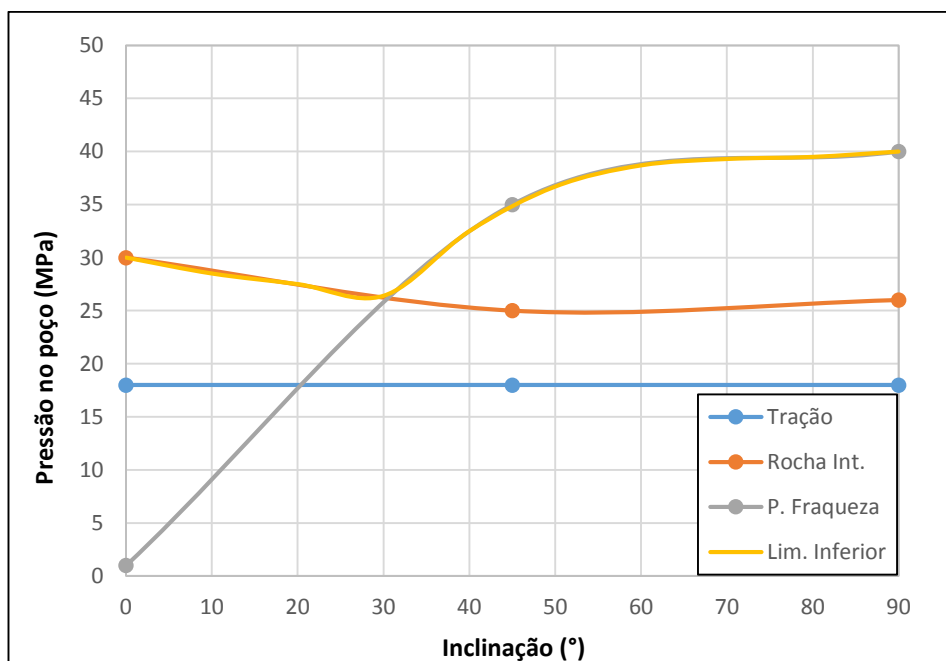


Figura 4.12 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 90° - Caso 1.

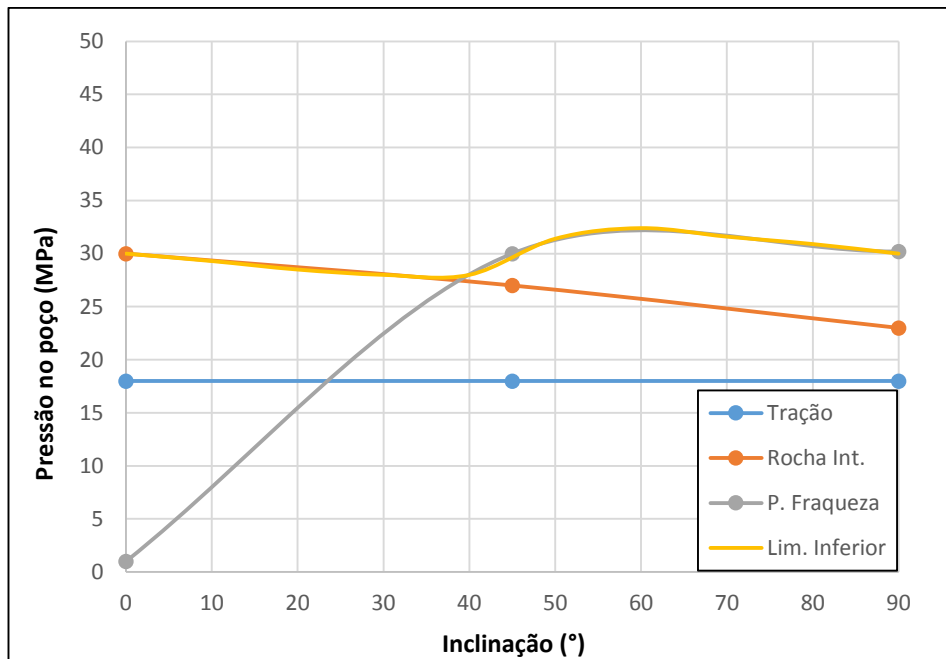


Figura 4.13 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 135° - Caso 1.

Nas Figuras: 4.14, 4.15, 4.16, e 4.17, são apresentados os limites superiores, a partir dos quais ocorreria falha por tração, e cisalhamento na rocha intacta e no plano de fraqueza, para diferentes inclinações de poço e azimute constante para cada caso (0°, 45°, 90° e 135°). Ao igual que no caso dos limites inferiores, os pontos ressaltados nas figuras, foram os dados calculados no presente trabalho e as linhas continuas foram os ajustes feitos pelo Software Excel.

Percebe-se nas figuras, que para todos os casos o limite superior da janela operacional estará determinado pelo mecanismo de falha de tração. O comportamento das curvas apresentadas, em geral, é parecido, tendo como diferença que para os azimutes de 0° e 135° as pressões limites, para o mecanismo de falha por cisalhamento no plano de fraqueza, afastam-se com valores maiores das pressões limites dos mecanismos de tração e cisalhamento na rocha intacta.

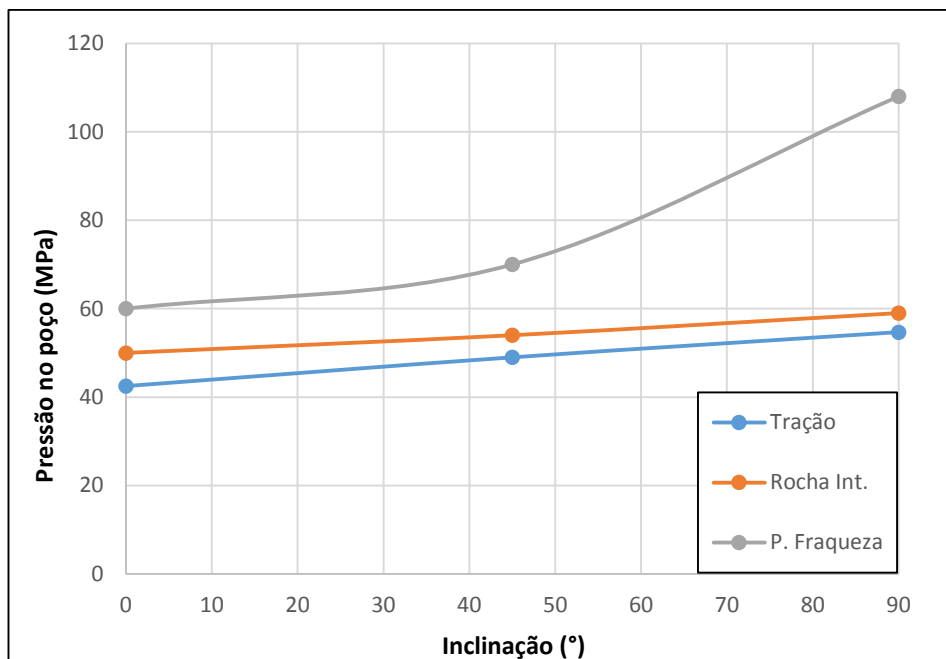


Figura 4.14 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 0° - Caso 1.

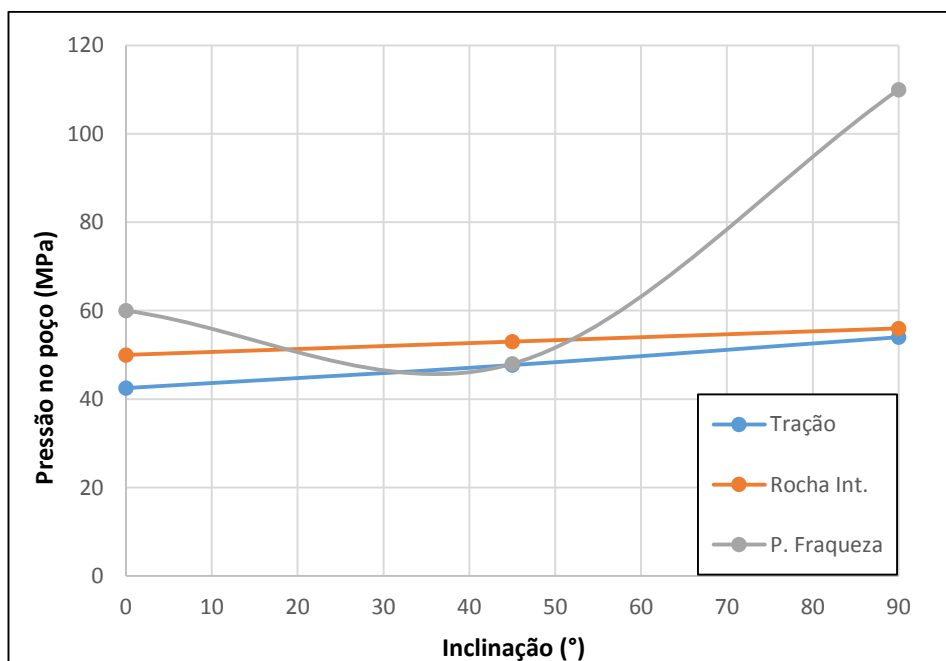


Figura 4.15 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 45° - Caso 1.

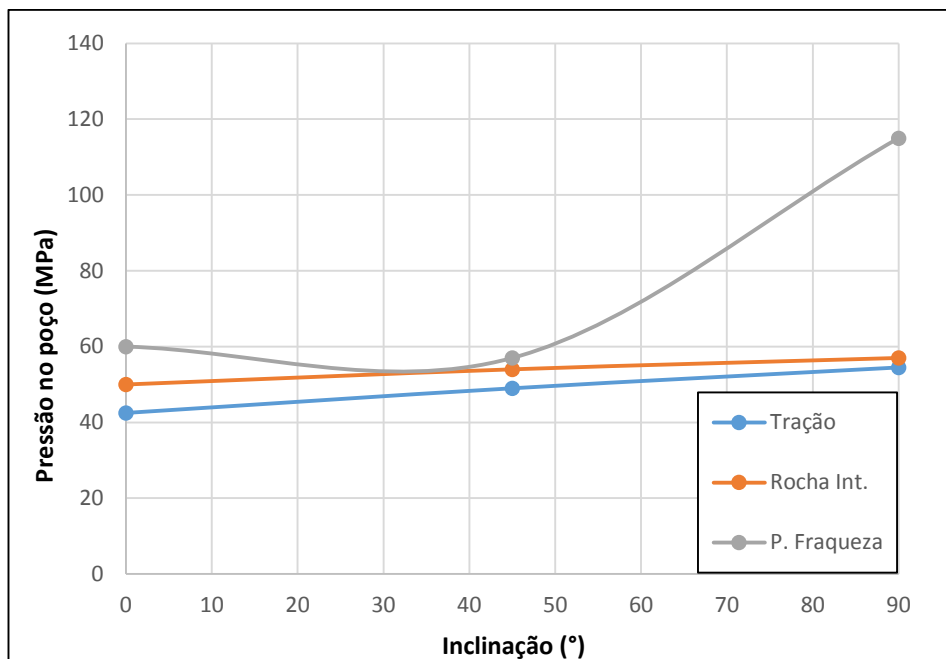


Figura 4.16 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 90° - Caso 1.

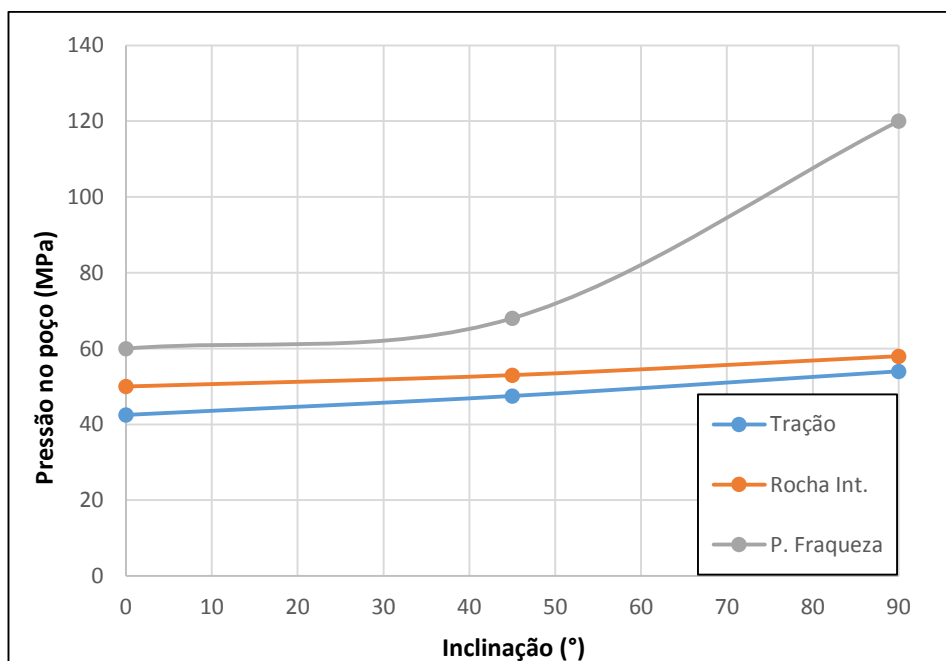


Figura 4.17 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 135° - Caso 1.

4.2.1.1.1. Validação

Comparou-se os resultados obtidos, com os apresentados no trabalho realizado por Yan *et al.* (2014), para os limites inferiores das variações feitas para os azimutes de 45° e 135°, como observamos na Figura 4.18 e na Figura 4.19.

Através desses resultados notamos uma grande aproximação, no comportamento da tendência e nas magnitudes dos valores obtidos, entre os resultados reportados por Yan e os obtidos neste estudo, em relação à magnitude dos valores obtidos.

As diferenças entre os resultados poderiam ser explicadas pelos diferentes métodos utilizados para realizar os cálculos; o procedimento feito por Yan foi completamente analítico, enquanto o descrito no atual trabalho consta de um cálculo das tensões ao redor do poço mediante a utilização de elemento finitos (método numérico - ABAQUS®) e programação em MATLAB® para verificar a ocorrência de falha (método analítico). Ressalta-se que os resultados reportados por ABAQUS® vão depender do refinamento da malha ao redor do poço, visto que, quanto mais refinada a malha melhor são os resultados obtidos para as tensões ao redor do poço e mais exato o resultado na parede do poço.

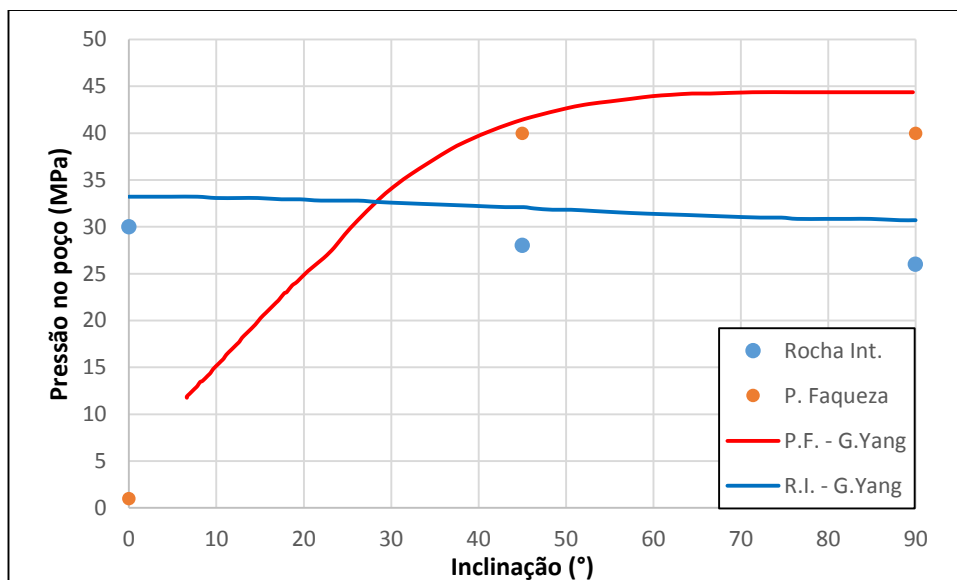


Figura 4.18 - Comparação dos limites inferiores no poço para um azimute de 45°.

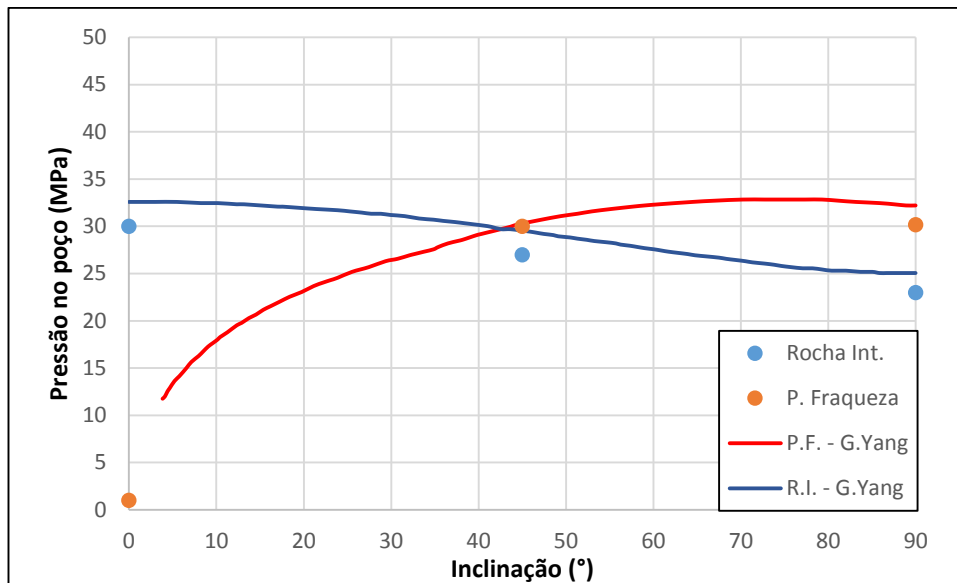


Figura 4.19 - Comparação dos limites inferiores no poço para um azimute de 135°.

4.2.2. Caso 2

O caso de estudo foi obtido no trabalho realizado por Okland (1998), no qual, a área de estudo está localizada no campo Oseberg na parte norueguesa do Mar do Norte. A formação Draupne é o objetivo do estudo relacionado à estabilidade de poço para o atual caso; a qual é um *claystone* preto carbonáceo do jurássico superior (ver Figura 4.20), depositado num ambiente marinho profundo com pouco conteúdo de oxigênio. Algumas amostras revelam um conteúdo total de carvão orgânico que varia de 7 a 12%. A matéria orgânica presente na rocha, forma inclusões laminadas, pelo qual, dá a rocha uma pronunciada fissibilidade ao longo dos planos das camadas.

System	Group	Formation	Lithology
Tertiary	Nordland		Clay, sand
		Utsira	Sand
	Hordaland		Clst, sst
		Oligocene sandstone	Interb. sandstone
		Green marker	Claystone
		Brown marker	Claystone
	Rogaland		Claystone
		Balder	Tuff, clst
		Sele	Claystone
		Lista	Claystone
		Våle	Clst, marl
Cretaceous	Shetland		Ls, clst
	Cromer Knoll		Claystone
Jurassic	Viking		Claystone
		Draupne	Claystone
		Heather	Claystone
	Brent		Sandstone
		Tarbert	Sandstone
		Ness	Sst, clst
		ORE	Sandstone

Figura 4.20 - Coluna estratigráfica do campo Oseberg. Okland (1998)

Os dados de entrada, para a análise de estabilidade do poço para o caso em questão são apresentados na Tabela 4.16. Utiliza-se uma relação entre módulo de Young de 1,8 e entre os coeficientes e Poisson de 1,6. As tensões *in-situ* se apresentam em um sistema de falha normal ($\sigma_V > \sigma_H = \sigma_h$).

Tabela 4.16 - Dados de entrada para a análise de estabilidade de poço do caso 2.

Dados	
Profundidade (m)	2600
Tensão horizontal máximo (Mpa)	46,6
Tensão horizontal mínimo (Mpa)	46,6
Tensão vertical (Mpa)	50,93
Direção da tensão horizontal máximo	---
Módulo de Young vertical (MPa) - E_y	5200
Módulo de Young horizontal (MPa) - E_{xx}	9400
Coeficiente de Poisson - ν_{yx}	0,34
Coeficiente de Poisson - ν_{xx}	0,21
Módulo de cisalhamento (MPa)	2334
Resistência à tração (MPa)	1,615
Coesão da rocha intacta (MPa)	6
Ângulo de atrito da rocha intacta (°)	20
Coesão do plano de fraqueza (MPa)	3,8
Ângulo de atrito do plano de fraqueza (°)	15
Porosidade (MPa)	28,52
Orientação do plano de fraqueza	
Azimute de mergulho (°)	90
Ângulo de mergulho (°)	4

A maioria dos dados foram obtidos do trabalho do Okland (1998), ou calculados utilizando correlações utilizando os dados reportados no trabalho em menção; estes últimos, foram o módulo de cisalhamento e a resistência à tração. Para o cálculo do módulo de cisalhamento foi utilizado a relação entre constantes elásticas proposta por Batugin e Nirenburg (Equação 2.11). A estimativa da resistência à tração, consistiu em utilizar a relação entre o UCS e a coesão do plano para encontrar o valor de UCS, e finalmente encontrar o valor de τ_o mediante a Equação 4.2 proposta por Kahraman *et al.* (2012 *apud* Nazir *et al.*, 2013)

$$UCS = \tau_o * 10.61$$

4.2

4.2.2.1.

Janela operacional

Nas Tabelas, 4.17, 4.18 e 4.19, estão expostos os resultados obtidos para os limites superior e inferior dos três modos de falha analisados, para inclinações de 0°, 45° e 90° respectivamente.

Pode-se observar, nestas tabelas, que para a rocha intacta a região segura, determinada para os modos de falha de tração e cisalhamento na rocha, tende a diminuir com o aumento da inclinação (os limites superior e inferior aproximam-se entre eles), o que indicaria um aumento da instabilidade para poços horizontais ou com inclinações muito altas, considerando só a rocha intacta.

Considerando o plano de fraqueza, se observa um comportamento aleatório dos resultados, no qual para inclinações de 45° se apresentam intervalos (entre limite superior e inferior) mais estreitos, e para as inclinações de 0° e 90°, intervalos muito mais amplos. Desta forma, concluímos que se levarmos em conta somente o plano de fraqueza, os poços com inclinações em torno de 45 graus, apresentariam maior instabilidade.

Tabela 4.17 - Pressões limites calculadas para um poço vertical.

INCLINAÇÃO 0°						
Azimute	Tração		Cisalhamento Rocha I.		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	26,7	66,7	34	59	1	185

Tabela 4.18 - Pressões limites calculadas para um poço inclinado a 45°.

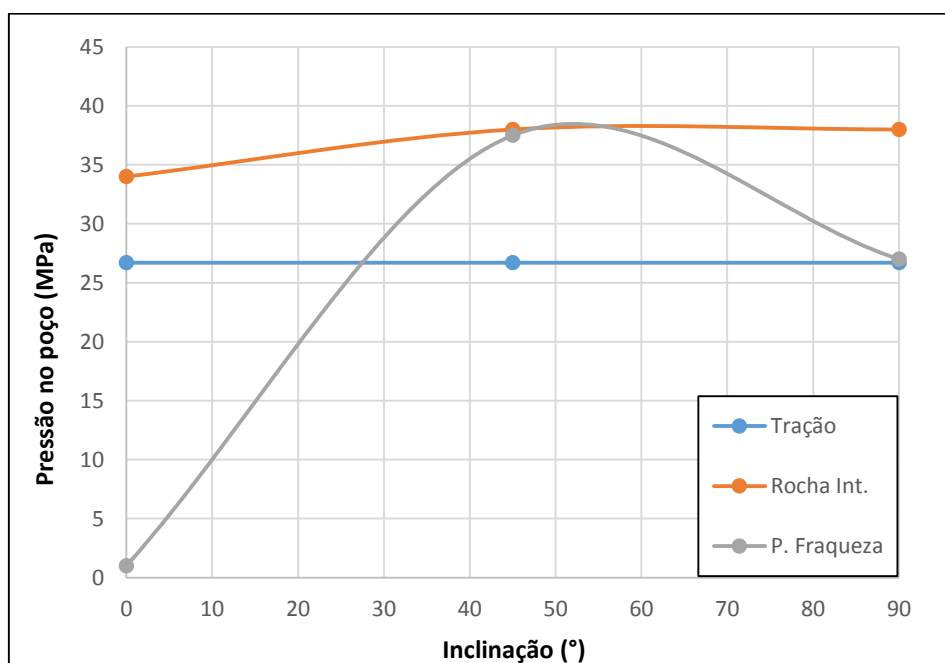
INCLINAÇÃO 45°						
Azimute	Tração		Cisalhamento Rocha I.		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	26,7	63,6	38	57	37,5	68
45°	26,7	65,3	36,5	58	35	68,3
90°	26,7	63,7	38	57	36	69
135°	26,7	65,1	37	58	36	68,2

Tabela 4.19 - Pressões limites calculadas para um poço horizontal.

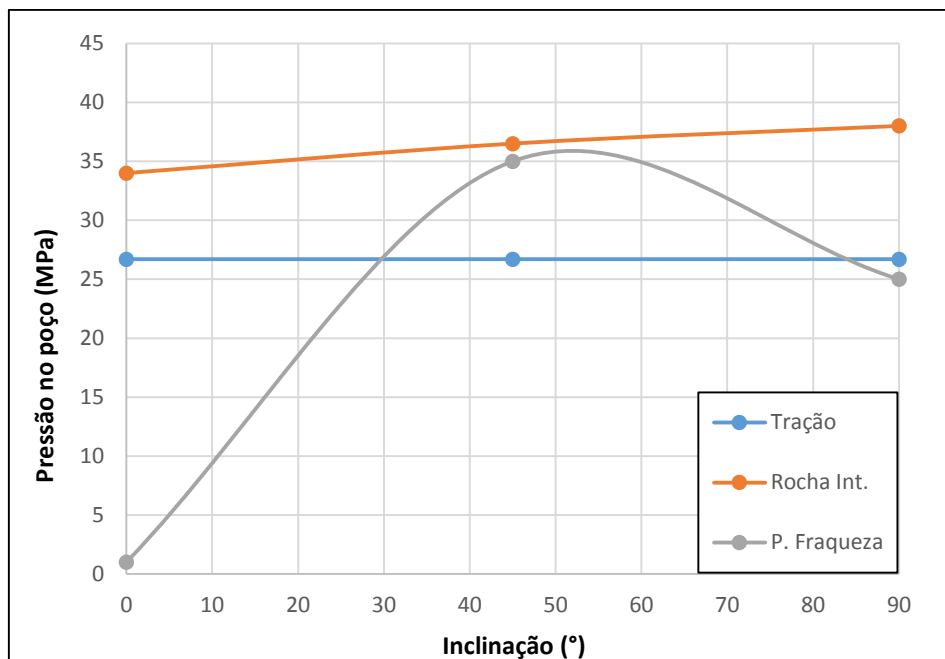
INCLINAÇÃO 90°						
Azimute	Tração		Cisalhamento Rocha I.		Cisalhamento P. Fraqueza	
	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)	Inferior (MPa)	Superior (MPa)
0°	26,7	61,4	38	56	27	250

Nas Figuras 4.21, 4.22, 4.23 e 4.24, são apresentadas as variações dos limites inferiores com a inclinação, para os três modos de falha estudados, mantendo o azimute constante para cada caso. Ao igual que as outras figuras concernentes a resultados, os pontos ressaltados nas figuras, foram os dados calculados no presente trabalho e as linhas contínuas foram as linhas de tendência feitas pelo Software Excel.

Observa-se, um comportamento parecido para os diferentes azimutes, não tendo zona de transição entre os diferentes modos de falha, onde prevalece a falha por cisalhamento na rocha intacta frente a os outros critérios de falha. Para uma inclinação de 45° e azimute de 0° e 135°, o mecanismo de falha por cisalhamento no plano de fraqueza tende a ter uma maior importância em comparação com as outras inclinações e azimutes.



Figuras 4.21 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 0° - Caso 2.



Figuras 4.22 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 45° - Caso 2.

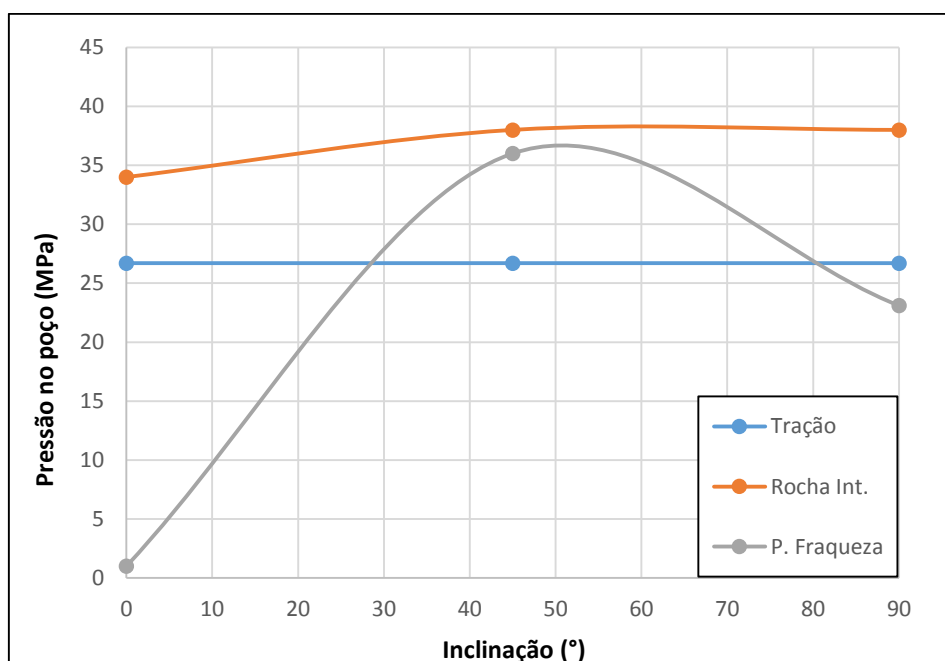


Figura 4.23 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 90° - Caso 2.

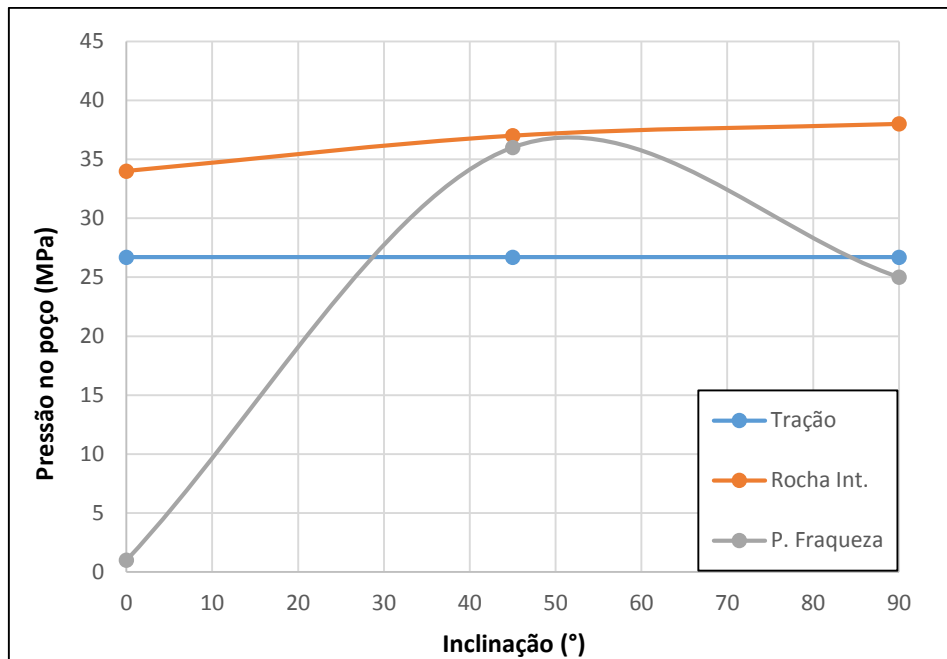
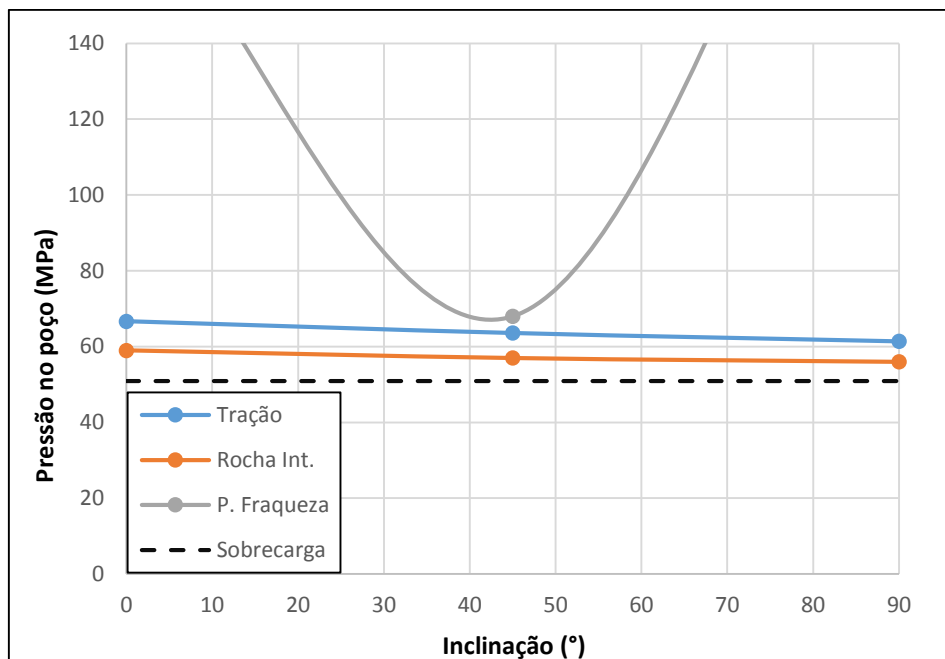


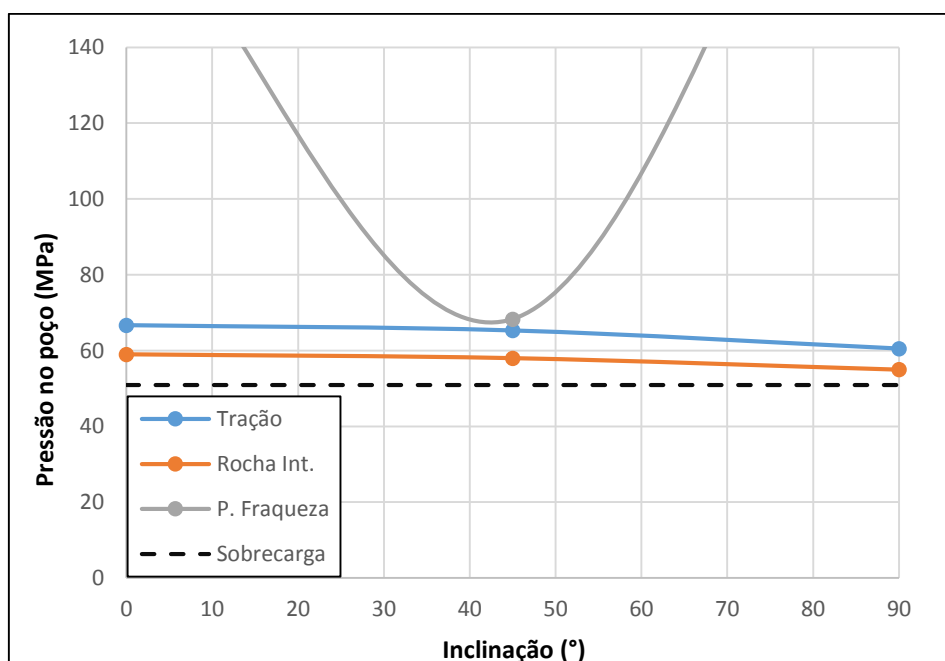
Figura 4.24 - Variação das pressões mínimas no poço com a inclinação para um azimute de 135° - Caso 2.

Nas Figuras 4.25, 4.26, 4.27 e 4.28, apresentam-se os limites superiores de pressão de fluido para condições de azimutes constante de 0°, 45°, 90° e 135°. Analisando estes gráficos, podemos dizer que a diferença entre eles é mínima, visto que, em todas elas o limite superior é definido pelo mecanismo de falha por cisalhamento da rocha intacta, condição geralmente inaceitável durante a perfuração. Nesta condição, a pressão no poço é maior que a pressão de sobrecarga, pelo qual, ocorreria perda de fluido de perfuração. Neste caso, a pressão superior é delimitada com o valor da pressão de sobrecarga.

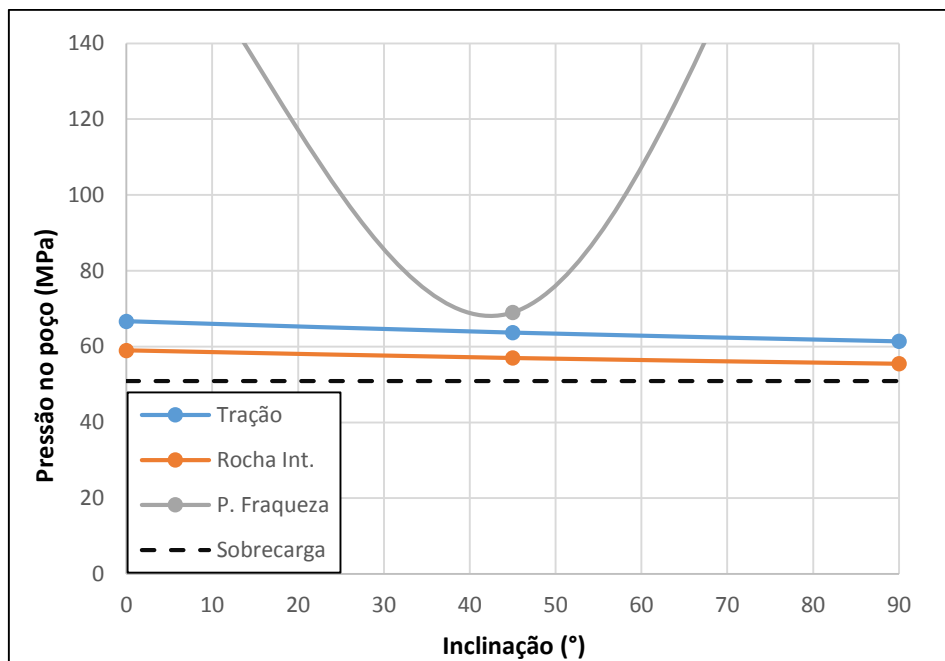
Em relação ao valor das pressões no interior do poço, os poços horizontais requerem mais cuidado, pois o limite superior da janela operacional mostra-se menor quanto mais próximo da horizontal for o poço.



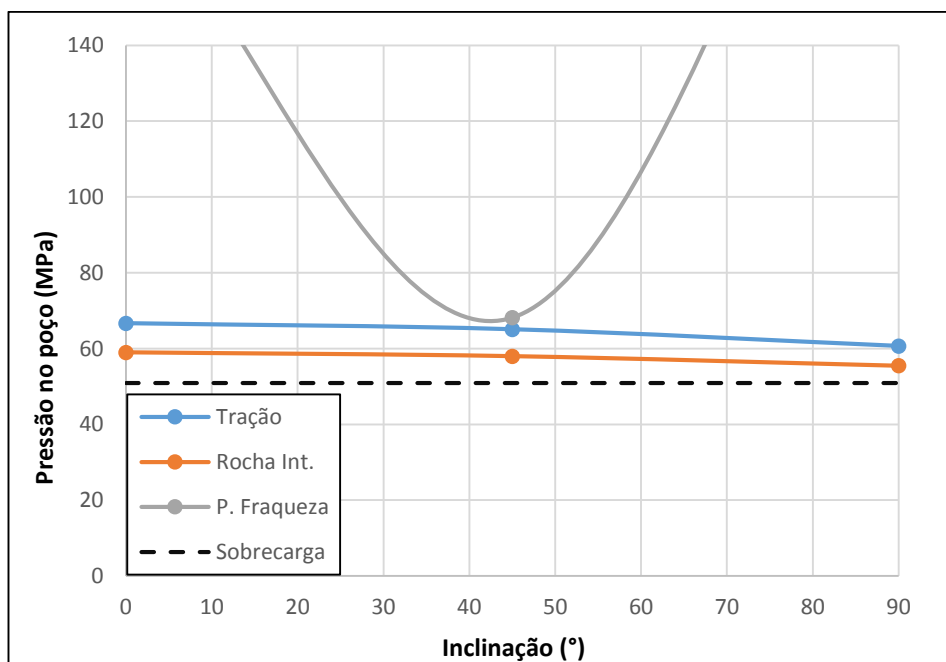
Figuras 4.25 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 0° - Caso 2.



Figuras 4.26 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 45° - Caso 2.



Figuras 4.27 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 90° - Caso 2.



Figuras 4.28 - Variação das pressões limites superiores no poço com a inclinação para um azimute de 135° - Caso 2.

5

Considerações finais

5.1.

Conclusões

O objetivo principal, do presente trabalho, foi realizar uma análise de estabilidade de poços em rochas anisotrópicas, na qual procurou-se otimizar o intervalo da janela operacional. Realizou-se o estudo de diferentes orientações de poços para cada caso analisado.

Através do estudo paramétrico, procurou-se o entendimento do problema de instabilidade de poços e da otimização da perfuração em rochas anisotrópicas, analisando a influência das propriedades geológicas (orientação da formação), geomecânicas (grau de anisotropia da rocha) e da orientação do poço (azimute e inclinação).

Os resultados obtidos para o estudo paramétrico, no qual, considera-se um estado de tensões anisotrópico, uma relação entre os módulos de Young de 1.6, e uma formação com planos de fraqueza horizontais, estabelecem que as propriedades geológicas são determinantes na estabilidade do poço, já que ao varia-las foi possível observar diferenças consideráveis na janela operacional.

Os efeitos obtidos mais relevantes com a variação dos parâmetros, estão descritos a seguir:

- Dada uma variação na inclinação do plano de fraqueza e analisando as orientações de poços consideradas, conclui-se que para os poços perfurados acima do ângulo de mergulho do plano de fraqueza apresentaram maior risco a ter problemas de instabilidades.
- Analisando o efeito da anisotropia da rocha, mudando a relação entre os módulos de Young de 1.6 a 2.9, encontrou-se uma tendência parecida entre o comportamento das janelas operacionais dos dois casos, apresentando uma diminuição do intervalo da região segura para o poço vertical e horizontal.
- Para uma variação do azimute do poço, mantendo os dados iniciais, observou-se uma diminuição do intervalo da janela operacional para poços alinhados com o esforço horizontal máximo.

- Em geral, a influência do plano de fraqueza no intervalo da janela operacional foi nula.
- A abordagem de fluido não penetrante, foi determinante para o comportamento dos resultados obtidos.

Para o folhelho localizado na China, os resultados obtidos estabelecem:

- É necessário e importante a consideração da influência do plano de fraqueza, já que o mecanismo de falha por cisalhamento no plano de fraqueza, irá determinar o limite inferior do intervalo da janela operacional para poços com inclinações maiores a 30° ou 40°, dependendo o caso, para poços com inclinações menores as mencionadas, o mecanismo de falha determinante para o limite inferior será o cisalhamento na rocha intacta. A pressão superior ira ser limitada pela falha por tração.
- A fim de otimizar a janela operacional, a orientação do poço mais recomendável seria a uma inclinação de 90° e um azimute de 135°. Com esta orientação encontramos uma janela operacional com intervalo maior entre os limites inferior e superior. Sendo assim, poços perfurados sobre esta orientação permitem uma Maior variação no peso de fluido a ser utilizado.

Em relação ao campo Oseberg localizado no setor do mar do norte, obtive-se:

- Com o aumento da inclinação do poço ocorreu um estreitamento da janela operacional. Logo podemos concluir que a perfuração de um poço vertical seria o mais recomendável nesta área de estudo.
- Embora a pressão inferior crítica da janela operacional esteja determinada pelo mecanismo de falha de cisalhamento na rocha intacta para as orientações analisadas, o plano de fraqueza pode influenciar em alguns casos, já que, para uma inclinação de 45° os valores de pressão crítica no mecanismo de falha no plano de fraqueza e na rocha intacta são muito parecidos.

Este trabalho consistiu, na análise de casos nos quais apresentam-se grandes diferenças nos dados de entrada e por conseguinte nos resultados, pelo qual, pode-se concluir que a influência da anisotropia na análise de estabilidade de poço irá variar para cada caso, porém no estudo do planeamento da perfuração

é importante levar em consideração a anisotropia das propriedades geomecânicas, a variação na resistência da rocha e nas propriedades geológicas, já que não se pode afirmar que a influência da anisotropia nos problemas de instabilidade e na janela operacional será causado por um parâmetro em particular.

Também, foi apresentado um modelo de estabilidade de poço que leva em conta a propriedade de deformação anisotrópica da rocha e o mecanismo de falha no plano de fraqueza, o qual pode ser utilizado durante o planejamento da operação de perfuração e fornece resultados para entender o comportamento dos mecanismos de falhas ao redor do poço. Concluimos que o modelo proposto simula com satisfatória eficiência o comportamento de rochas anisotrópicas.

5.2.

Sugestões para trabalhos futuros

São apresentadas algumas sugestões que podem servir no desenvolvimento de trabalhos futuros relacionados ao assunto abordado nesta dissertação.

- Recomenda-se considerar efeitos adicionais para o estudo paramétrico, como tensões *in-situ*.
- Desenvolver um modelo acoplado, no qual no mesmo programa se avalie a distribuição de tensões e os critérios de falha.
- Considerar a abordagem de fluido penetrante.
- Avaliar diferentes critérios de falha, como o de Pariseau.
- Considerar mais orientações de poço para a análise de estabilidade de poços.

AADNOY, B. S. **Modeling of the Stability of Highly Inclined Boreholes in Anisotropic Rock Formations** (includes associated papers 19213 and 19886). 1988/9/1/ 1988.

AMADEI, B. **Rock Anisotropy and the Theory of Stress Measurements**: Springer-Verlag: 497 p. 1983.

_____. **Importance of anisotropy when estimating and measuring in situ stresses in rock**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, v. 33, n. 3, p. 293-325, 4// 1996. ISSN 0148-9062.

AMBROSE, J. **Failure of Anisotropic Shale under Triaxial Stress Conditions**. 2014. 265 (Doctor of Philosophy). Departament of Earth Science and Engineering, Imperial College London

BARLA, G. **Rock anisotropy: Theory and laboratory testing**. Udine, Italy: 1974.

CHEN, S. et al. **Shale gas reservoir characterisation: A typical case in the southern Sichuan Basin of China**. Energy, v. 36, n. 11, p. 6609-6616, 11// 2011. ISSN 0360-5442..

CHOU, P. C.; PAGANO, N. **Elasticity: Tensor, Dyadic and Engineering Approaches**. New York, United States: Dover Publications, INC. 1967.

DUVEAU, G.; SHAO, J. F.; HENRY, J. P. Assessment of some failure criteria for strongly anisotropic geomaterials. **Mechanics of Cohesive-frictional Materials**, v. 3, n. 1, p. 1-26, 1998. ISSN 1099-1484..

FEKETE, P. et al. **Wellbore Stability Management in Weak Bedding Planes and Angle of Attack in Well Planing**: Society of Petroleum Engineers 2014.

FJAER, E. et al. **Petroleum Related Rock Mechanics**: Elsevier B.V. 2008.

GAEDE, O. et al. **Comparison between analytical and 3D finite element solutions for borehole stresses in anisotropic elastic rock**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, v. 51, p. 53-63, 4// 2012. ISSN 1365-1609..

GAO, H. J.; ODUNLAMI, T.; OSAYANDE, N. **Shale Bedding Impact on Wellbore Stability and Drilling Optimization**: Society of Petroleum Engineers 2014.

HIGGINS, S. M. et al. **Anisotropic Stress Models Improve Completion Design in the Baxter Shale**: Society of Petroleum Engineers 2008.

HOEK, E. **Fracture of Anisotropic Rock**. J S Afr Inst Min Metall 64: 501-518 p. 1964.

JAEGER, J. C. **Shear Failure of Anisotropic Rocks**: Geol. Mag. 97: 65-72 p. 1960.

JIA, Q. et al. **Improving Borehole Instability Analysis by Investigating the Impacts of Stress and Rock Anisotropy**. GeoConvention, 2014.

KADYROV, T.; TUTUNCU, A. N. **Integrated Wellbore Stability Analysis For Well Trajectory Optimization And Field Development In the West Kazakhstan Field**: American Rock Mechanics Association 2012.

KIM, H.; MIN, K.-B. **Borehole Stability Analysis in Transversely Isotropic Rock Using Anisotropic Failure Criterion**: International Society for Rock Mechanics 2012.

LEE, H. et al. **A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 96–97, p. 109-119, 10// 2012. ISSN 0920-4105.

LEKHNITSKII, S. G. **Theory of Elasticity of an Anisotropic Body**. Moscow: 430 p. 1981.

LI, Q.; YOUSEFZADEH, A.; AGUILERA, R. **Anisotropic Wellbore Stability Model For Naturally Fractured and Foliated Formations with Multi-Weakness Plane Failure**: Society of Petroleum Engineers 2015.

LI, Y. et al. **Effect of Weak Bedding Planes on Wellbore Stability for Shale Gas Wells**: Society of Petroleum Engineers 2012.

LIANG, C. et al. **Wellbore stability model for shale gas reservoir considering the coupling of multi-weakness planes and porous flow**. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 21, p. 364-378, 11// 2014. ISSN 1875-5100.

LUO, D. et al. **Simulation and Analysis of Wellbore Stability Using FLAC for Horizontal Well Drilling in Shale Formations**: American Rock Mechanics Association 2014.

MA, T. et al. **Wellbore stability analysis and well path optimization based on the breakout width model and Mogi–Coulomb criterion**. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 135, p. 678-701, 11// 2015. ISSN 0920-4105..

NAZIR, R. et al. **Correlation Between Unconfined Compressive Strength and Indirect Tensile Strength of Limestone Rock Samples**. The Electronic Journal of Geotechnical Engineering. 18: 10 p. 2013.

OKLAND, D.; COOK, J. M. **Bedding-Related Borehole Instability in High-Angle Wells**: Society of Petroleum Engineers 1998.

ONG, S. **Borehole Stability**. 1994. (PhD). The Oklahoma University, Norman, Oklahoma.

ONG, S. H.; ROEGERS, J. C. **Influence of anisotropies in borehole stability**. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, v. 30, n. 7, p. 1069-1075, 12// 1993. ISSN 0148-9062..

OPEC. **I Need to Know - An Introduction to the Oil Industry and OPEC:** Organization of the Petroleum Exporting Countries 2013.

OSTADHASSAN, M. et al. **Stress Analysis and Wellbore Stability in Unconventional Reservoirs:** American Rock Mechanics Association 2013.

OTTESEN, S. **Wellbore Stability in Fractured Rock:** Society of Petroleum Engineers 2010.

PWC, P. C. B. L. **A Indústria Brasileira de Petróleo e Gás** 2014.

SANTARELLI, F. J.; DARDEAU, C.; ZURDO, C. **Drilling Through Highly Fractured Formations: A Problem, a Model, and a Cure:** Society of Petroleum Engineers 1992.

SANTOS, L.; AZEVEDO, C. **Projetos de Poços de Petróleo - Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos.** Segunda. Rio de Janeiro: 2009.

SIMULIA, D. S. Abaqus 6.9 Documentation.

SOREIDE, O. K.; BOSTROM, B.; HORSRUD, P. **Borehole Stability Simulations of an HPHT Field Using Anisotropic Shale Modeling:** American Rock Mechanics Association 2009.

SUAREZ-RIVERA, R.; DEENADAYALU, C.; YANG, Y.-K. **SS: Unlocking the Unconventional Oil and Gas Reservoirs: The Effect of Laminated Heterogeneity in Wellbore Stability and Completion of Tight Gas Shale Reservoirs:** Offshore Technology Conference 2009.

WANG, Y. Z.; HUANG, L. X.; LI, Z. J. **Model and Calculation of In-Situ Stresses in Anisotropic Formations:** Society of Petroleum Engineers 2000.

WU, B.; TAN, C. P. **Effect of Shale Bedding Plane Failure On Wellbore Stability - Example From Analyzing Stuck-Pipe Wells:** American Rock Mechanics Association 2010.

XU, G. **Wellbore Stability in Geomechanics.** 2007. 230 (Doctor of Philosophy). The University of Nottingham, George Green Library of Science and Engineering.

YADAV, A.; KHAN, S. **Wellbore Stability Optimization in Shale Gas Wells by Integrating Geomechanics and Drilling Practices:** Society of Petroleum Engineers 2013.

YAMAMOTO, K. et al. **Historical Review and Rock Mechanics Approach to Improve the Wellbore Stability in Nahr Umr Shale Formation:** Society of Petroleum Engineers 2004.

YAN, G. et al. **Anisotropic Wellbore Stability Model and Its Application for Drilling through Challenging Shale Gas Wells:** International Petroleum Technology Conference 2014.

ZAMIRAN, S.; OSOULI, A.; OSTADHASSAN, M. **Geomechanical Modeling of Inclined Wellbore in Anisotropic Shale Layers of Bakken Formation:** American Rock Mechanics Association 2014.

ZOBACK, M. **Reservoir Geomechanics**. New York, United States of America: Cambridge University Press, 2007.