



**Barbara de Abreu Habib Mattar**

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO HIDRÁULICO DE FRATURAS EM UM POÇO  
DE PETRÓLEO COM BASE EM GEOMECÂNICA**

**Trabalho Final de Curso  
(Geologia)**

**UFRJ  
Rio de Janeiro  
MAIO 2011**



UFRJ

**Barbara de Abreu Habib Mattar**

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO HIDRÁULICO DE FRATURAS EM UM POÇO  
DE PETRÓLEO COM BASE EM GEOMECÂNICA**

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida  
Claudio Coelho de Lima

Rio de Janeiro

Maio 2011

BARBARA, de Abreu Habib Mattar

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO HIDÁULICO DE FRATURAS EM UM POÇO DE PETRÓLEO COM BASE EM GEOMECÂNICA:** Barbara de Abreu Habib Mattar - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2011.

xiii, 55 p. : il.; 30cm

Trabalho Final de Curso (Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2011

Orientador(es): Leonardo Borghi, Claudio Coelho de Lima.

1. Geologia. 2. Estratigrafia– Trabalho de Conclusão de Curso. I. Leonardo, Fonseca Borghi de Almeida. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia. III. Análise do comportamento hidráulico de fraturas em um poço de petróleo com base em geomecânica.

Barbara de Abreu Habib Mattar

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO HIDRÁULICO DE FRATURAS EM UM POÇO  
DE PETRÓLEO COM BASE EM GEOMECÂNICA**

Trabalho Final de Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, apresentado como requisito necessário para obtenção do grau de Geólogo.

Orientadores:

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida  
Claudio Coelho de Lima

Aprovada em:

Por:

---

Leonardo Fonseca Borghi de Almeida  
(UFRJ)

---

Claudio Coelho de Lima  
(PETROBRAS)

---

Claudio Limeira Mello  
(UFRJ)

Dedico meu trabalho aos meus pais, que me apoiaram em todas as minhas escolhas e me ensinaram a batalhar pelos meus sonhos.

## **Agradecimentos**

Agradeço primeiramente aos meus pais por acreditarem em mim e me ajudarem a concluir meu curso com todo o apoio e amor necessários.

Ao CENPES/PDEXP/GEOTEC, por ter me dado a oportunidade de estagiar com um profissional comprometido com o aprendizado. Ao doutor Claudio Coelho de Lima por me oferecer a oportunidade de aprender ao seu lado e me mostrar o que é o trabalho de verdade, não poupando tempo nem palavras para me ensinar. À querida Melissa Cristina Duque por me ajudar a compreender meu trabalho, oferecendo a base para meus estudos com muita paciência.

Ao professor Leonardo Borghi, por ter sido meu orientador durante minha vida universitária, sempre me dando conselhos, e que se dispôs a me ajudar no que fosse necessário para que eu concluísse meu trabalho final de curso.

A todos os professores da Geologia, por me passarem todo o conhecimento que hoje tenho e aos funcionários que tanto colaboraram para minha formação, principalmente o Walgenor e Aloísio, que estiveram a postos para resolver os problemas que tive durante minha vida acadêmica.

Aos amigos que passaram esses cinco anos sorrindo e chorando comigo. Em especial ao amigo Victor Hilquias que passou alguns dias de suas férias me ajudando e esteve ao meu lado em momentos difíceis, e em muitos outros felizes.

## Resumo

MATTAR, Barbara A.H. **Análise do Comportamento Hidráulico de Fraturas em um poço de Petróleo com Base em Geomecânica**. 2011. xiii, 55 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Este trabalho trata da avaliação do comportamento hidráulico de fraturas em um poço com base em geomecânica. A geomecânica é importante desde a fase exploratória do campo até o abandono do poço. Para que seja possível tal avaliação, é necessário o reconhecimento do campo de tensões atuante neste poço, através da construção de um modelo geomecânico. A importância da análise das fraturas está no fato de serem elas as responsáveis pela produção de óleo em reservatórios fechados e de, em alguns casos, serem prejudiciais para a produção, originando corredores com valores altos de permeabilidade, capazes de trazer água prematuramente a poços produtores. No caso estudado, foi empregada a análise detalhada de perfil de imagem, visando a caracterização da densidade e orientação das fraturas naturais, induzidas e *breakouts* – desmoronamentos que ocorrem na parede do poço - ao longo do poço vertical. O modelo geomecânico foi construído e posteriormente foi realizada uma simulação de injeção de pressão para a obtenção do valor da pressão que abriria as primeiras fraturas.

Palavras-chave: Comportamento hidráulico de fraturas, Geomecânica, Modelo Geomecânico.



### **Abstract**

MATTAR, Barbara A.H. Analysis of Hydraulic Fracture Behavior in a Oil Well based on Geomechanics. 2011.xiii, 55 f. Trabalho Final de Curso (Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro

This work is about of evaluation hydraulic fracture behavior in a oil well based in geomechanics. Geomechanics is important from exploration until the well is abandoned. In order to make this evaluation, is necessary the recognition of stress field which is acting in that well, by building a geomechanical model. The importance of fractures analysis is the fact that they were responsible for the production of oil in closed reservoir and in some cases be harmful to production, resulting in corridors with high values of permeability, prematurely bring water to the producing wells. In this case, was employed the detailed analysis of image profile in order to characterize the density and orientation of natural fractures, breakouts and induced - landslides occurring in the borehole wall - along the vertical well. The geomechanical model was built and subsequently held a simulation of injection pressure to obtain the value of the pressure that would open the first fracture.

**Keywords:** Behavior of hydraulic fractures, Geomechanics, Geomechanics Model.

## Lista de Figuras

Figura 1: Definição do tensor de tensão em um sistema de coordenadas arbitrário; rotação do sistema de coordenadas para a transformação do tensor (ao centro) e tensões principais definidas num sistema de coordenadas, (Zoback,2007).....	5
Figura 2: Plano P onde o vetor T está sendo decomposto nas Componentes normal ( $\sigma_N$ ) e tangencial ( $\sigma_C$ ). (Lima et al.,2008).....	6
Figura 3: Tensões atuando paralelamente à normal aos planos principais, chamadas tensões principais mínima, S1, intermediária (S2) e máxima (S3). (Zoback,2007).....	7
Figura 4: Representação das tensões principais in situ vertical ( $S_v$ ), horizontal mínima ( $S_{hmin}$ ) e horizontal máxima ( $S_{hmax}$ ). (Zoback,2007).....	8
Figura 5: Representação do Leak-off Test estendido onde estão sendo indicados os pontos de variação de pressão.( Adaptado de Gaarenstroon,1993).....	9
Figura 6: Demonstração de Imagem de Breakout na parede do poço, onde estão indicadas a tensão horizontal mínima, $S_{hmin}$ e a tensão horizontal máxima, $S_{hmax}$ . Zoback,(2007).....	10
Figura 7: Ilustração de Breakout mostrando a direção do $S_{hmin}$ e $S_{hmax}$ , e a largura do breakout (Retirada do material da Gmi).....	11
Figura 8: Desenvolvimento de breakouts em diferentes regimes de stress. Nota-se que em regime de falhamento normal, a tensão vertical é a que age com maior intensidade, sendo portanto a tensão pincipal máxima – S1. Em regime strike-slip, o $S_{hmax}$ representa o S1 e o $S_{hmin}$ representa a tensão principal mínima e em regime reverso, o $S_{hmax}$ representa o S1, enquanto o $S_v$ é a tensão principal mínima.....	12
Figura 9: Poro pressão em profundidade considerada em termos de potencial hidráulico definido com referência à superfície da Terra. Conceitualmente, o limite superior de pressão de poros é a sobrecarga, $S_v$ . (Zoback ,2007).....	13
Figura 10: Representação da tensão efetiva. Observa-se que a tensão efetiva não considera a pressão de poros, (Zoback,2007).....	15
Figura 11: Demonstração do comportamento das tensões de acordo com o regime de falhamento.....	16
Figura 12: Representação dos círculos de Mohr e da envoltória de ruptura (Azevedo, 2002).....	17
Figura 13: Demonstração de um plano fazendo um ângulo $\beta$ com a tensão principal S1. Quando passamos o ângulo para o círculo de Mohr, ele torna-se $2\beta$ . (Zoback,2007).....	18
Figura 14: Comportamento hidráulico de falhas e fraturas. Observe que as fraturas foram plotadas no Círculo de Mohr e as marcadas em vermelho estão criticamente estressadas, enquanto as marcadas em azul estão estáveis,( Adaptado de Zoback,2007).....	21
Figura 15: Ensaio de compressão uniaxial, onde somente a tensão principal máxima S1 está agindo.....	22
Figura 16: Identificação de breakouts e fraturas induzidas em perfis de imagem. (retirado do manual do programa GMI-IMAGERTM).....	25
Figura 17: Gráfico representando a variação de litologia desde a profundidade de 1500 metros até 3000 metros .....	26
Figura 18: Gráfico representando a variação de litologia desde a profundidade de 3000 metros até 4000 metros.....	26
Figura19: Gráfico representando a variação de litologia desde a profundidade de 4000 metros até 5000 metros.....	28

Figura 20: Ilustração demonstrando como um breakout pode ser reconhecido num perfil de imagem. No poço o breakout ocorre na parede como dois arrombamentos com espaço de 180 graus. No perfil de imagem, o poço inteiro é representado, então são vistos 360 graus num plano onde os ângulos são marcados.....	28
Figura 21: Intervalo do perfil de imagem estudado onde foi identificado um breakout.....	29
Figura 22: Demonstração de como uma fratura em um poço é vista no perfil de imagem. (Fonte: Modificado do material utilizado no curso da GMI).....	30
Figura 23: Ilustração demonstrando a profundidade da lâmina d'água e onde se inicia o perfil de ROHB.....	31
Figura 24: Representação da densidade das camadas em relação à profundidade.....	33
Figura 25: Gráfico onde foram plotados os valores da Profundidade medida no eixo y e os valores do peso do fluido equivalente em psi no eixo x. Nele foi traçada a linha de tendência e gerada a equação e o coeficiente de correlação com base nos valores plotados.....	35
Figura 26: Gráfico correlacionando a ocorrência de breakouts à litologia. Observe que a maior concentração de breakouts está em coquinas, enquanto em dolomitas eles quase não ocorrem.....	38
Figura 27: Gráfico onde os breakouts foram relacionados à litologia e profundidade correspondentes.....	39
Figura 28: Gráfico correlacionando a ocorrência de fraturas à litologia. Observe que a maior concentração de fraturas está em coquinas, enquanto em dolomitas eles quase não ocorrem.....	40
Figura 29: Fraturas naturais plotadas no stereograma. Nota-se que a concentração delas ocorre nas direções NNE.....	41
Figura 30: Gráfico da tensão vertical (psi) plotada em relação à profundidade em metros. Observa-se que ela aumenta com a profundidade. Isso é explicado pelo fato dela ser função do peso das camadas.....	42
Figura 31: Gráfico onde os valores de Shmin em psi foram plotados em relação à profundidade.....	44
Figura 32: Exemplo de caso estudado neste trabalho (intervalo 1) através do programa GMI-SFIB™. Esta é a tela de entrada de dados, onde: Sv, tensão vertical total (ppg); aziSH, azimuth da tensão SHmax; DEPTH, profundidade média do breakout modelado (em pés); wBo, ângulo de abertura do breakout, medido no perfil de imagem; Azi, azimuth do desvio do poço; Dev, ângulo de desvio do poço; DeltaP, diferença entre o peso de lama e a pressão de poros (ppg); PP, pressão de poros; Biot, coeficiente de Biot; PoisRat, razão de Poisson; SIFric, coeficiente de deslizamento da falha; IntFric, coeficiente de atrito interno da rocha intacta; MC, critério de Mohr-Coulomb (critério de ruptura utilizado).....	45
Figura33: Exemplo de caso estudado neste trabalho (intervalo 1) através do programa GMI-SFIB™. Esta é a tela com os resultados, onde C0/T0 é o intervalo que compreende o valor de UCS, neste caso valendo 9830,410928. observa-se que Shmin (13,356) é menor que Shmax (16,067), que por sua vez é menor que Sv (16,15). O regime de falhamento atuante hoje é então normal.....	46
Figura34: Gráfico onde o Shmax foi plotado no eixo y e o Shmin foi plotado no eixo x. Foi gerada à partir dele a equação $y=1,0682x + 1202$ .....	48

Figura 35: Tensões principais (psi) plotadas num gráfico em relação à profundidade. O  $SH_{max}$  calculado para os intervalos onde foram encontrados os *breakouts* é maior que  $Sh_{min}$  e menor que a tensão vertical. O regime de falhas atuante nesta área é portanto, normal.....49

Figura 36: Fraturas plotadas em relação às tensões principais obtidas na construção do modelo geomecânico. Observe que as fraturas (pontos pretos) não tocam a envoltória de ruptura e estão portanto estáveis.....50

Figura 37: Fraturas plotadas em relação às tensões principais obtidas na construção do modelo geomecânico. Neste caso foi simulada uma injeção de pressão de  $100\text{kg/cm}^2$ . Observe que as fraturas (pontos pretos) não tocam a envoltória de ruptura e ainda estão estáveis.....51

Figura 38: Fraturas plotadas em relação às tensões principais obtidas na construção do modelo geomecânico. Neste caso foi simulada uma injeção de pressão de  $150\text{kg/cm}^2$ . Observe que as fraturas (pontos pretos) não tocam a envoltória de ruptura e ainda estão estáveis, enquanto as fraturas marcadas em vermelho tocam a envoltória, demonstrando que estão criticamente estressadas.....52

**Lista de Tabelas**

**TABELA 1: TABELA DEMONSTRANDO ALGUNS VALORES DO PERFIL DE ROHB E DO PESO DOS SEDIMENTOS QUE FORAM CALCULADOS PARA QUE FOSSE POSSÍVEL A OBTENÇÃO DOS VALORES DA TENSÃO VERTICAL. .... 32**

**TABELA 2: TABELA COM VALORES MÉDIOS DE PROFUNDIDADE, AZIMUTE BO BREAKOUT E LARGURA, DEFINIDOS PARA OS INTERVALOS DE VARIAÇÃO DA LITOLOGIA. .... 37**

## Símbolos

$\sigma_N$  componente normal atuante na direção normal ao plano  
 $\sigma_C$  componente cisalhante, que atua na superfície do plano  
 $\sigma_{\theta\theta}$  tensão tangencial  
 $\sigma_{rr}$  tensão radial  
 $\sigma_{zz}$  tensão axial

## Siglas

BBOE	Bilhões de Barris de Óleo Equivalente
DT	Tempo de trânsito
DEVI	Desvio do poço
ELOT	Teste de <i>Leak-off</i> Estendido
FBP	Pressão de Formação de <i>Breakout</i>
FCP	Pressão de Fechamento de Fratura
FPP	Pressão de Propagação de Fratura
HAZI	Azimute do poço
ISIP	Pressão Instantânea de Fechamento
LOP	Pressão de <i>Leak-off</i>
LOT	Teste de <i>Leak-off</i>
S1	Tensão principal máxima
S2	Tensão principal intermediária
S3	Tensão principal mínima
Shmin	Tensão horizontal mínima
SHmax	Tensão horizontal máxima
Sv	Tensão vertical
UCS	Resistência à compressão uniaxial

## Sumário

Agradecimentos .....	vi
Resumo .....	vii
<i>Abstract</i> .....	viii
Lista de figuras .....	ix
Lista de tabelas .....	xii
Lista de abreviaturas e siglas .....	xiii
Lista de símbolos .....	xiii
1 INTRODUÇÃO.....	1
2 OBJETIVO.....	2
3 CONCEITOS FUNDAMENTAIS .....	3
3.1 Tensor das tensões principais e vetor de tensão .....	3
3.2 Tensões principais: Determinação das magnitudes e direções.....	7
3.2.1 Tensão vertical.....	7
3.2.2 Determinação das magnitudes e direções das tensões horizontais principais – $S_{hmax}$ e $S_{hmin}$ .....	7
3.3 Pressão de Poros .....	11
3.4 Tensão Efetiva .....	12
3.5 Tensões na parede do poço.....	13
3.6 Relação entre as falhas e fraturas e as tensões principais in situ.....	13
3.7 Critério de Mohr-Coulomb.....	14
3.8 Comportamento hidráulico de fraturas e falhas.....	16
3.9 Modelo Geomecânico.....	18
3.10 Perfil de Imagem .....	21

4 MATERIAL E MÉTODO .....	23
4.1 Identificação de breakouts, fraturas induzidas e fraturas naturais.....	26
4.2 Construção do perfil de sobrecarga, Sv .....	29
4.3 Construção do perfil de Shmin .....	32
4.4 Determinação do perfil de resistência à compressão uniaxial (UCS) .....	33
4.5 Peso de lama , raio Gama e pressão de poros .....	34
4.6 Modelagem da magnitude e orientação do SHmax .....	34
4.7 Construção do modelo geomecânico do poço .....	34
4.8 Avaliação do comportamento hidráulico de fraturas.....	35
5 RESULTADOS .....	35
5.1 Breakouts identificados .....	37
5.2 Fraturas naturais identificadas .....	37
5.3 Perfil de sobrecarga .....	39
5.5 Perfil de Shmin .....	40
5.5 Magnitude do SHmax .....	40
5.6 Modelo geomecânico.....	44
5.7 Comportamento hidráulico de fraturas .....	46
6 CONCLUSÃO.....	48
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	49

## 1 INTRODUÇÃO

A avaliação do comportamento hidráulico de fraturas em um poço é de extrema importância e aplicabilidade na produção de petróleo. Neste trabalho, foi realizada através da construção de um modelo geomecânico, que consiste na representação das tensões *in situ* a que uma área está submetida e na resposta das rochas desta área às tensões.

Esta avaliação é fundamental para o planejamento do desenvolvimento de um campo, dado que, por exemplo, fraturas podem se constituir em indesejados corredores de valores altíssimos de permeabilidade, capazes de trazer a água prematuramente a poços produtores. Por outro lado, fraturas podem ser fundamentais para a produção em reservatórios fechados, onde grandes quantidades de hidrocarbonetos podem ser produzidas.

O problema estudado neste trabalho de conclusão de curso insere-se dentro do tema Geomecânica, cujas aplicações na indústria de petróleo vão desde a fase exploratória até a fase de abandono do campo.

Na fase exploratória, a Geomecânica é fundamental em estudos de previsão da pressão de poros e de avaliação mecânica do risco do selo. Durante a perfuração, a Geomecânica é importante para os projetos de poços direcionais e horizontais: em 1999, estimava-se que a indústria de petróleo perdia US\$ 1 bilhão por ano com problemas de estabilidade de poços ocorridos durante a perfuração (Lima, 1999), cifras que hoje certamente são muito maiores. Durante o desenvolvimento, o desenho da malha de poços produtores e injetores deve respeitar a direção das tensões principais para a otimização da injeção: por exemplo, o par de poços injetor/produtor não deve estar alinhado com a direção da tensão principal horizontal máxima –  $SH_{max}$ , para que se evite que, em caso de um fraturamento indesejado conectando o injetor ao produtor, a frente de água apenas “lave o reservatório” ao invés de pressurizá-lo, (Lima, 1999). A Geomecânica também é fundamental nos estudos que procuram equacionar e mitigar problemas de subsidência da superfície em função da depleção do reservatório. Por

exemplo, no campo de *Ekofisk*, em função da depleção do reservatório, o fundo do mar colapsou quase 6m\*. A Geomecânica começa a ser incorporada em aplicativos comerciais para simulação de reservatórios (e.g. ECLIPSE™).

\*([http://en.wikipedia.org/wiki/Ekofisk\\_oil\\_field#Subsidence](http://en.wikipedia.org/wiki/Ekofisk_oil_field#Subsidence))

## 2 OBJETIVO E FIM

O estudo aqui apresentado tem por objetivo avaliar, com base no modelo geomecânico construído para um poço *offshore*, o comportamento hidráulico de fraturas naturais aí observadas, através da análise de um perfil de imagem.

A construção do modelo geomecânico foi feita com base no reconhecimento das tensões principais *in situ* atuantes em todo o poço. Foram utilizados perfis de densidade e de teste de *leakoff* para a obtenção das tensões verticais e tensões horizontais mínimas, respectivamente. Já para a identificação das tensões horizontais máximas, foram utilizados os ângulos de abertura de *breakouts* (desmoronamentos que ocorrem na parede do poço), associados a propriedades mecânicas da rocha.

Para a avaliação do comportamento hidráulico das fraturas no caso estudado, foi feita uma simulação de injeção de pressão com a intenção de saber qual seria o valor da pressão que abriria as primeiras fraturas.

Segundo Lima *et al.* (2008), o reconhecimento do valor da pressão máxima de injeção para um reservatório é importante para o planejamento da produção porque pressões de injeção elevadas podem mobilizar falhas que conectem o reservatório ao fundo do mar. Tais mobilizações podem vir a trazer hidrocarbonetos do reservatório ao fundo do mar, o que implica em potenciais problemas ambientais. Por outro lado, a utilização de baixas pressões de injeção pode inviabilizar a exploração econômica de um reservatório, na medida em que menores pressões de injeção implicam em menor produção.

### 3 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

#### 3.1 Tensor das tensões principais e vetor de tensão

O tensor de tensões é uma entidade matemática que descreve a densidade de forças agindo em quaisquer planos passando por um ponto. Considerem-se os cubos unitários mostrados na figura 1. No cubo A, representam-se as tensões normais e cisalhantes atuantes nas faces unitárias do cubo, num sistema cartesiano arbitrário, cujos eixos são  $X_1$ ,  $X_2$  e  $X_3$ . No cubo B representam-se as tensões principais obtidas a partir das transformações de coordenadas do cubo A abaixo descritas.

O tensor de tensões  $S$  atuante no cubo A é definido por uma matriz onde estão representadas todas as componentes dos vetores de tensão atuantes nas faces ortogonais aos eixos. O primeiro índice das componentes indica o plano que é normal ao índice; o segundo indica a direção da componente do vetor de tensão. Conseqüentemente, índices iguais indicam componentes normais; índices diferentes, indicam componentes cisalhantes. Por exemplo, o termo  $S_{11}$ , indica a componente normal atuante sobre a face normal ao eixo  $X_1$ ; os termos  $S_{12}$ , e  $S_{13}$  indicam as tensões cisalhantes atuantes no mesmo plano, respectivamente ao longo das direções  $X_2$  e  $X_3$ . Dado que o cubo A encontra-se em equilíbrio, têm-se as seguintes igualdades quando se consideram as tensões cisalhantes:  $S_{12} = S_{21}$ ;  $S_{13} = S_{31}$ ;  $S_{23} = S_{32}$ . Por conseguinte, o estado de tensões atuante num ponto a uma dada profundidade fica completamente definido quando se conhecem seis das nove componentes do tensor  $S$ :  $S_{11}$ ,  $S_{22}$ ,  $S_{33}$ ,  $S_{12}$ ,  $S_{23}$  e  $S_{13}$ .

Uma vez conhecido um tensor de tensões  $S$  num sistema de coordenadas arbitrário, é possível calcular-se o novo tensor de tensões em qualquer novo sistema –  $S'$ -, via transformação de coordenadas (*tensor transformation*). Para isto é necessário que se conheça a matriz dos cossenos diretores, cujos valores são obtidos a partir das relações angulares entre

o novo sistema de coordenadas e o sistema de coordenadas antigo (matriz A, Figura 1). Assim, no exemplo da figura 1, o tensor das tensões principais  $S'$  no cubo B – onde as tensões cisalhantes são nulas -, é obtido a partir da operação matricial  $S' = A^T S A$ , onde  $A^T$  é a matriz dos cossenos diretores transposta, (Zoback, 2007).

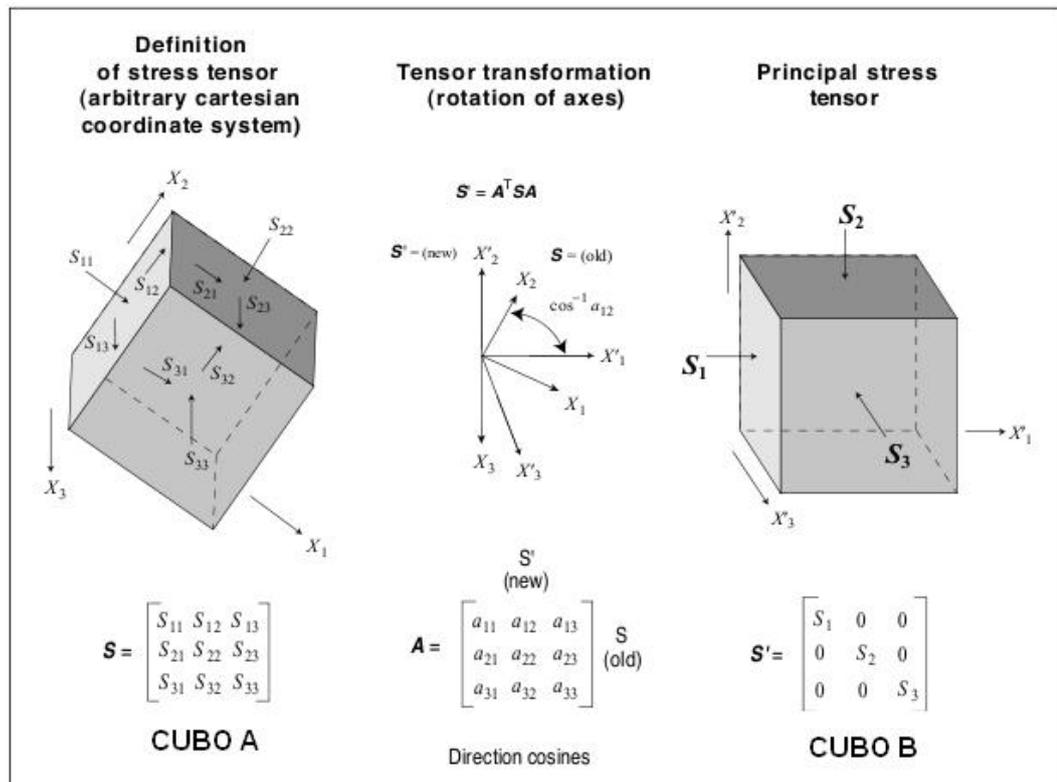


Figura 1: Definição do tensor de tensão em um sistema de coordenadas arbitrário; rotação do sistema de coordenadas para a transformação do tensor (ao centro) e tensões principais definidas num sistema de coordenadas. (Fonte: Zoback, 2007).

Por fim, o vetor de tensão  $T$  é obtido em num dado plano – por exemplo, na superfície de uma falha -, pela multiplicação matricial entre o tensor de tensões  $S'$  e o vetor normal  $N$  ao plano  $P$  considerado. A componente normal  $\sigma_N$  é obtida pela projeção do vetor  $T$  sobre o vetor  $n$ . A componente cisalhante  $\sigma_C$  é obtida pela relação vetorial  $\sigma_C = T - N$ .

O esforço (*stress*) corresponde à razão entre a força aplicada e a área de aplicação. A magnitude do esforço depende da profundidade, da pressão de poros e dos processos geológicos ativos. Considerando-se uma força resultante atuante num plano  $P$ , o vetor de tensão  $T$  (*traction*) – cuja magnitude é igual à razão entre a força resultante aplicada e a área

do plano - pode ser decomposto numa componente normal  $\sigma_N$  atuante na direção normal ao plano, e numa componente cisalhante  $\sigma_C$ , que atua na superfície do plano (Figura 2).

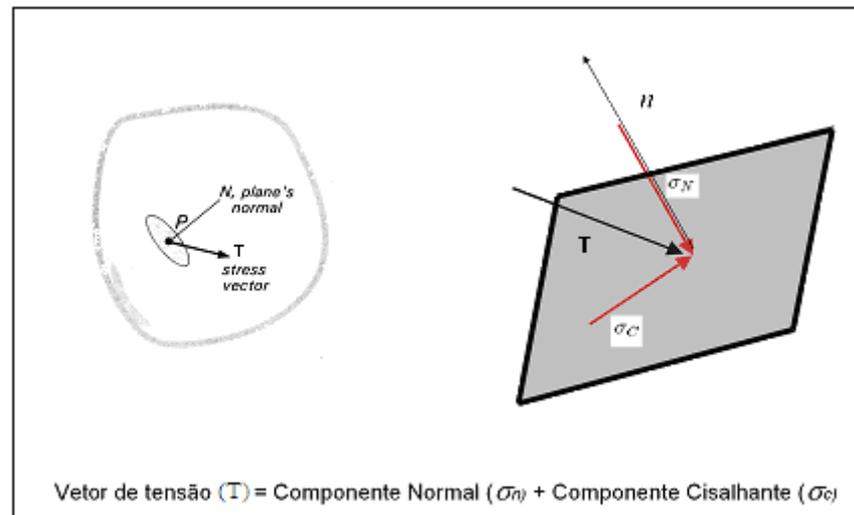


Figura 2: Plano P onde o vetor T está sendo decomposto nas Componentes normal ( $\sigma_N$ ) e tangencial ( $\sigma_C$ ). (Fonte: Lima *et al.*, 2008)

Dada uma força resultante aplicada a um ponto, é possível passar infinitos planos por este ponto e existem apenas três planos ortogonais entre si para os quais a componente cisalhante é zero, que são os chamados planos principais. A tensão que atua paralelamente à normal a estes planos principais são chamadas tensões principais, e as três tensões principais são classificadas de acordo com sua magnitude como: mínima (S3), intermediária (S2), e máxima (S1) (Figura 3).

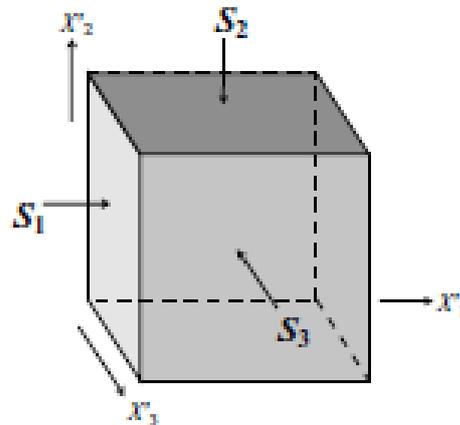


Figura 3 Tensões atuando paralelamente à normal aos planos principais, chamadas tensões principais máxima,  $S_1$ , intermediária ( $S_2$ ) e mínima ( $S_3$ ). (Fonte: Zoback, 2007).

### 3.2 Tensões principais: Determinação das magnitudes e direções

#### 3.2.1 Tensão vertical

A tensão vertical ( $S_v$ ) ocorre devido ao peso das formações sobrepostas a um determinado bloco de rocha e é função de três parâmetros: profundidade, massa específica das formações e constante gravitacional. Para a obtenção das massas específicas das camadas, deve ser feita a integração da densidade da rocha desde a superfície até a profundidade de interesse. Em poços marítimos o peso das camadas será dado em função do peso do ar, da água e do trecho de rocha (Rocha & Azevedo, 2009). Em resposta a esse carregamento, a rocha tende a se deformar lateralmente, sendo limitada pelos elementos vizinhos. Isto resulta no aparecimento das tensões *in situ* horizontais, que são a tensão principal horizontal máxima ( $S_{Hmax}$ ) e a tensão principal horizontal mínima ( $S_{Hmin}$ ), que podem ou não ser iguais (Figura 4).

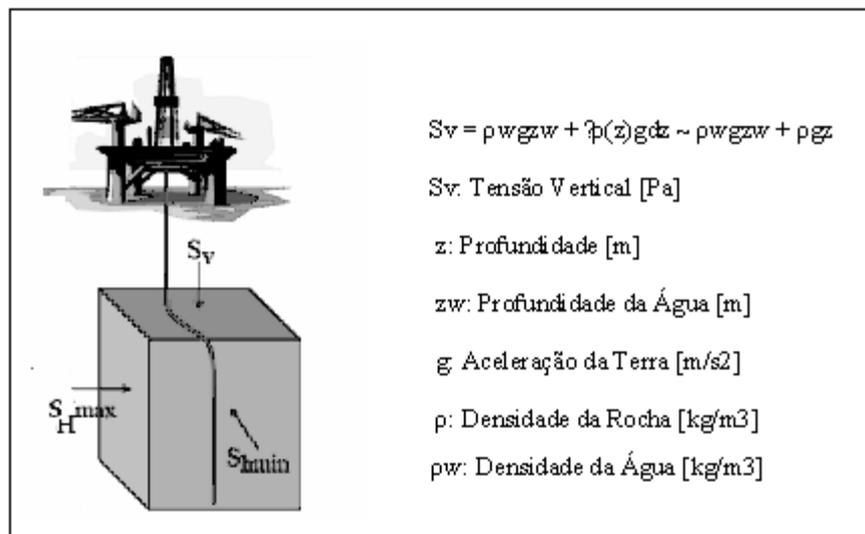


Figura 4: Representação das tensões principais *in situ*: vertical ( $S_v$ ), horizontal mínima ( $S_{Hmin}$ ) e horizontal máxima ( $S_{Hmax}$ ). ( Fonte: Zoback , 2007)

### 3.2.2 Determinação das magnitudes e direções das tensões horizontais principais – $S_{Hmax}$ e $S_{Hmin}$

As direções das tensões principais horizontais são identificadas através de fraturamentos e falhamentos na parede do poço. Para a obtenção dessas direções são empregadas ferramentas de perfilagem, principalmente perfil caliper e perfis de imagem elétricos e acústicos.

Fraturas induzidas ocorrem no azimute do  $S_{Hmax}$  e são causadas pela concentração de tensões localizadas e da tensão induzida termal devida ao arrefecimento da parede do poço por circulação de fluidos de perfuração relativamente frios. Nestes casos, as fraturas não podem se propagar a distâncias significativas do poço, a menos que a pressão do fluido exceda a tensão principal mínima (Stock *et al.*, 1985). Em circunstâncias normais, fraturas induzidas não se propagam mais do que um centímetro na parede do poço.

Como as fraturas induzidas são muito pequenas, a única maneira de identificá-las é através de perfis de imagem.

Quando não ocorrem fraturas induzidas, a direção do  $S_{Hmax}$  é obtida somando-se 90 graus à direção do  $S_{Hmin}$ , observada em *breakouts*.

*Breakouts* são desmoronamentos que ocorrem na parede do poço na direção do  $S_{hmin}$  por causa da concentração de tensões induzidas durante a perfuração que supera a resistência da rocha à compressão (Figura 5). É uma ruptura em forma elíptica causada quando a tensão tangencial e a radial (apresentadas na seção 3.5) são respectivamente a maior e a menor tensão principal, gerando um colapso interno. Nessas condições, o peso do fluido não foi suficiente para proteger a parede do poço da ruptura.

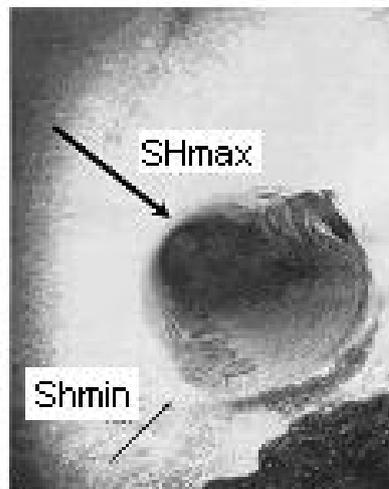


Figura 5: Demonstração de Imagem de *Breakout* na parede do poço, onde estão indicadas a tensão horizontal mínima,  $S_{hmin}$  e a tensão horizontal máxima,  $S_{Hmax}$ . ( Fonte: Zoback,2007)

A largura do *breakout* (*width Breakout*  $w_{Bo}$ ) (Figura 6) depende da magnitude da tensão, das propriedades da rocha e da pressão do fluido de perfuração. Se o ângulo exceder 90 a 100 graus, é provável que o restante do poço sofra colapso (*washout*). Podem ocorrer rupturas por onde passam os braços da ferramenta, chamadas de *key Seat*.

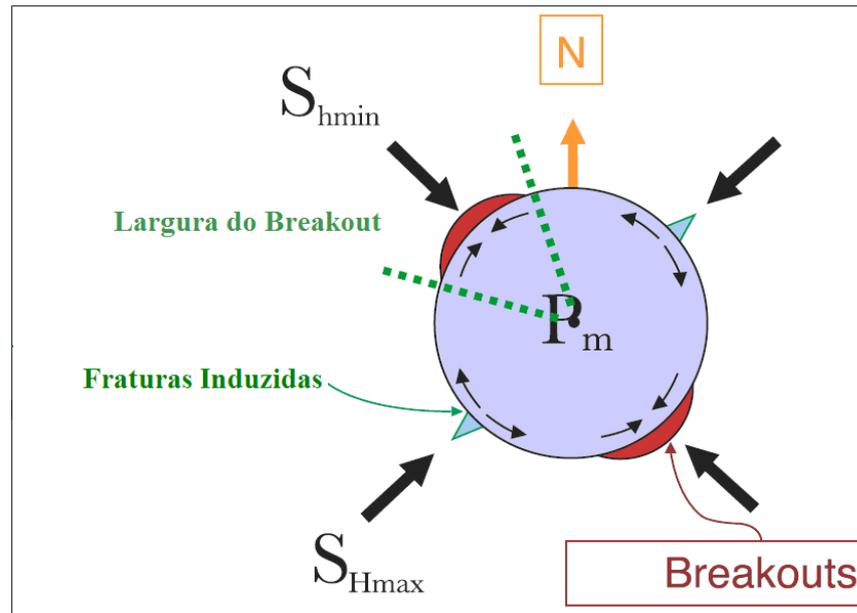


Figura 6: Ilustração de *Breakout* mostrando a direção do  $S_{hmin}$  e  $S_{Hmax}$ , e a largura do *breakout* (Fonte: Zoback,2007)

A determinação da magnitude da tensão horizontal máxima é realizada empregando equações que utilizam dados obtidos a partir da análise de *breakouts*. Com a análise de *breakouts*, é possível a identificação dos valores de seus ângulos de abertura, que associados a propriedades mecânicas da rocha através de cálculos, resultam nos valores da tensão horizontal máxima em cada ponto onde ocorrem os *breakouts*.

Pode-se determinar a magnitude da tensão principal horizontal mínima -  $S_{hmin}$  - à partir de uma micro-fratura hidráulica induzida medindo o menor esforço necessário para sua ocorrência em determinada profundidade.

Como o fraturamento hidráulico ocorre com frequência durante os testes de *leak-off* (LOT) e especialmente no prolongamento do teste de *leak-off* (ELOT), que serão descritos na Figura 7, estes testes também podem ser usados para determinar a magnitude do  $S_{hmin}$  (Vilela, 2010). O teste de *leak-off* é feito depois que o revestimento é cimentado e a seção aberta do poço é pressurizada a uma vazão constante até que a fratura induzida seja criada.

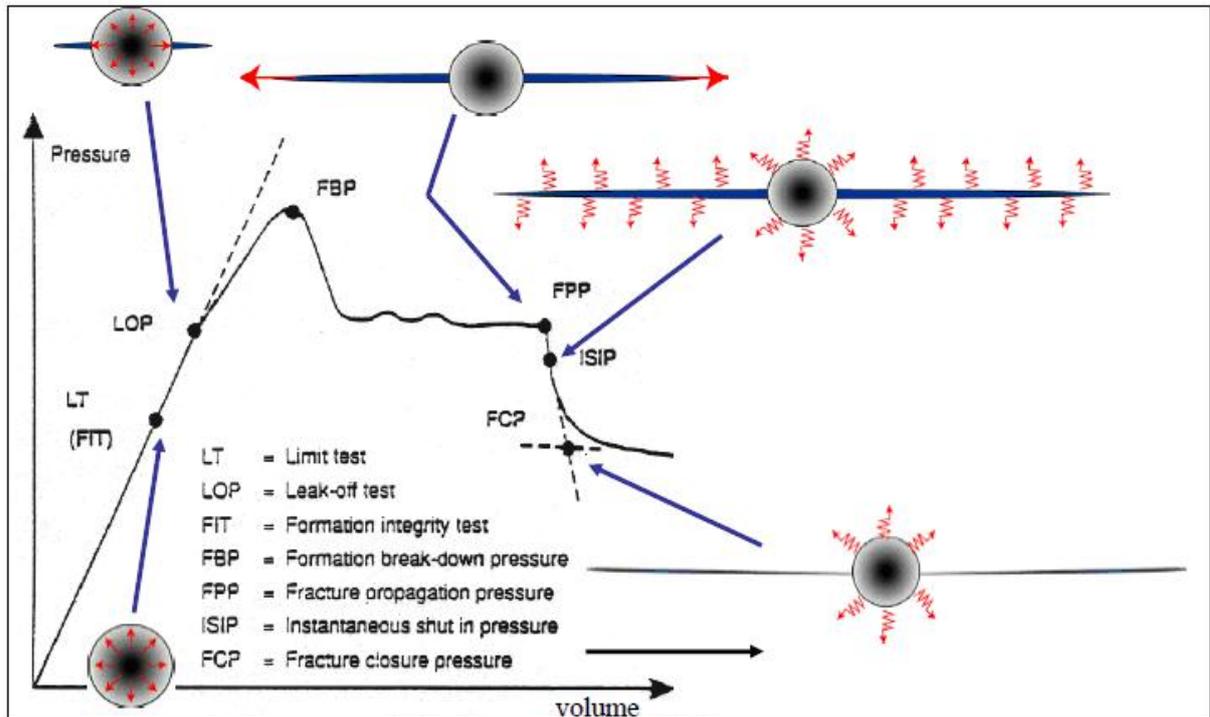


Figura 7: Representação do *Leak-off Test* estendido onde estão sendo indicados os pontos de variação de pressão. (Fonte: Figura adaptada de Gaarenstroom et al., 1993)

Os procedimentos do teste de *leak-off* serão descritos a seguir segundo Vilela (2010). O início da fratura ocorre num ponto conhecido como ponto de absorção (Pressão de *Leak-off* - LOP), onde, num gráfico de pressão versus volume, a pressão começa a se desviar do comportamento linear. Logo após o ponto inicial de fratura, o teste de absorção é interrompido. Porém este ponto não está diretamente relacionado à menor tensão horizontal, pois como a fratura gerada é muito pequena, e mesmo que o fechamento da fratura ocorra, a pressão de fechamento apresentará valores mais altos do que o valor real do  $Sh_{min}$ .

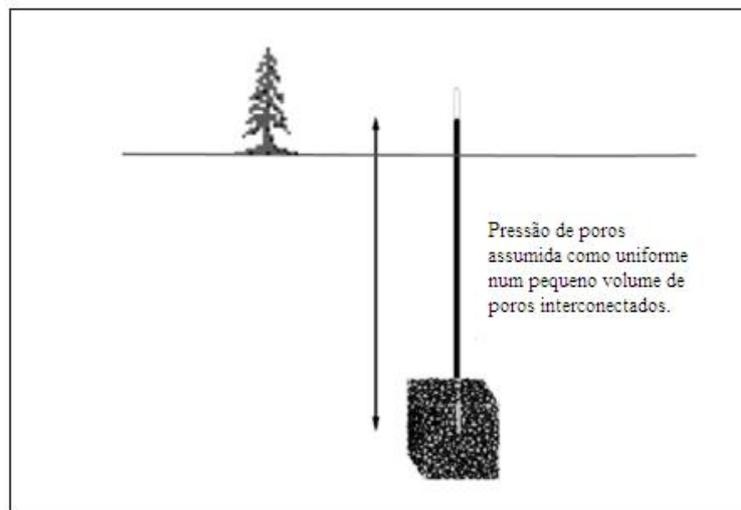
Então, para a determinação do  $Sh_{min}$ , deve ser feito o Teste de Absorção Estendido (*Extended Leak-off Test* – ELOT), que consiste no prolongamento do teste de *leak-off*, dando continuidade na injeção de pressão, até que haja a primeira queda no gráfico demonstrado na Figura 7, indicando que a pressão de quebra da formação foi atingida (*Formation Break-Down Pressure* - FBP). A pressão de bombeio continua até que alcança um nível relativamente estável, que é chamado

de pressão de propagação de fratura (*Fracture Propagation Pressure - FPP*), onde o bombeio é interrompido.

O ponto onde a pressão reinicia seu decréscimo após um trecho linear, é definido pela pressão instantânea de fechamento (*Instantaneous Shut-in Pressure- ISIP*). A fratura se fecha numa pressão de fechamento da fratura (*Fracture Closure Pressure - FCP*), que tem seu valor adotado como  $S_{min}$ , já que as tensões na formação e a pressão de fluido remanescente na fratura estão em equilíbrio. Ao final deste teste, a válvula na superfície é aberta e parte do fluido retorna ao tanque de fluido.

### 3.3 Pressão de poros

A pressão de poros é definida como um potencial escalar hidráulico agindo dentro de um espaço de poros interconectados em profundidade, ou seja, pressão de fluido contido nos espaços porosos da rocha, e é de importância central na geomecânica de reservatórios (Zoback , 2007). A pressão hidrostática (ou normal) é definida como a pressão associada a uma coluna de água desde a superfície até a profundidade de interesse (Figura 8).



**Figura 8: Poro pressão em profundidade considerada em termos de potencial hidráulico definido com referência à superfície da Terra. Conceitualmente, o limite superior de pressão de poros é a sobrecarga,  $S_v$ . (Fonte: Zoback, 2007)**

O gradiente da pressão de poros é obtido através da razão da pressão de poros sobre a profundidade na qual essa pressão atua. Os gradientes podem ser classificados em anormalmente baixo, normal, anormalmente alto e sobrepressão. É normal quando, em certa profundidade, seu valor é igual ao da pressão exercida por uma coluna hidrostática de fluido de formação. A magnitude do gradiente de pressão normal varia entre 8,5 e 9,0 Ib/gal, valores equivalentes a uma massa específica de fluido de 1,02 e 1,06 g/cm<sup>3</sup> respectivamente.

### 3.4 Tensão efetiva

Tensão efetiva corresponde à tensão vertical total menos a pressão de poros. Portanto, um aumento da tensão efetiva resulta em compactação do reservatório (Figura 9) (Zoback, 2007).

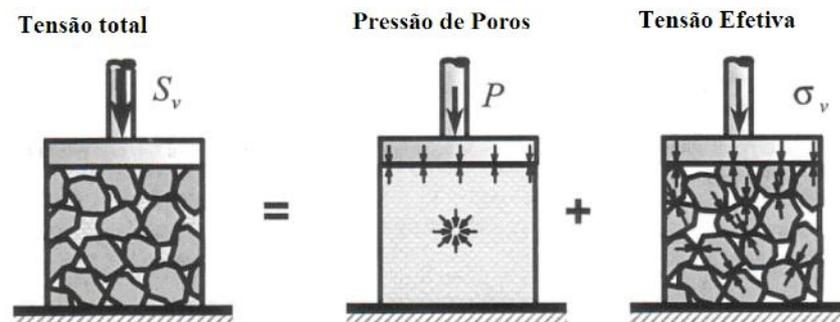


Figura 9: Representação da tensão efetiva. Observa-se que a tensão corresponde à tensão total menos a pressão de poros. (Fonte: Zoback, 2007)

### 3.5 Tensões na parede do poço

No momento em que um poço é perfurado e a rocha é localmente removida, ocorre uma alteração no estado de tensões existente na parede do poço e em sua vizinhança. De forma a recompor o estado de tensão inicial, a rocha removida é substituída por fluido de perfuração, que tem como função manter as paredes do poço estáveis.

A parede do poço é uma superfície livre e por conseguinte pode ser descrita como um “plano principal de tensões”.

- Tensões tangenciais: promovem o equilíbrio de um poço que ainda não foi preenchido por fluido (Rocha & Azevedo, 2009). Atuam tangencialmente à parede do poço, na direção normal a planos normais à parede do poço
- Tensões radiais: atuantes em direções normais à parede do poço, geradas pelo preenchimento do poço com fluido de perfuração, conseguem repor parte do suporte que havia na rocha antes da perfuração, reduzindo assim a magnitude das tensões tangenciais geradas.
- Tensão axial: atua paralelamente ao eixo do poço (Rocha & Azevedo, 2009).

### **3.6 Relação entre as falhas e fraturas e as tensões principais *in situ***

Assumindo-se que a superfície do terreno seja um plano principal de tensões, a tensão cisalhante aí atuante é nula. Esta hipótese fundamenta-se no fato de ser a superfície do terreno uma interface entre a rocha e um fluido (ar ou água) e por conseguinte não suportar tensão que seja atuante paralela à mesma.

Assim, em função da magnitude da tensão vertical  $S_v$ , ocorrem na natureza 3 tipos fundamentais de falhamento (Figura 10): (i) Normal, quando a  $S_v$  for a maior das tensões principais ( $S_v=S_1$ ); (ii) Transcorrente, quando a  $S_v$  for a tensão principal intermediária ( $S_v=S_2$ ); (iii) Reverso, quando  $S_v$  for a tensão principal mínima ( $S_v=S_3$ ).

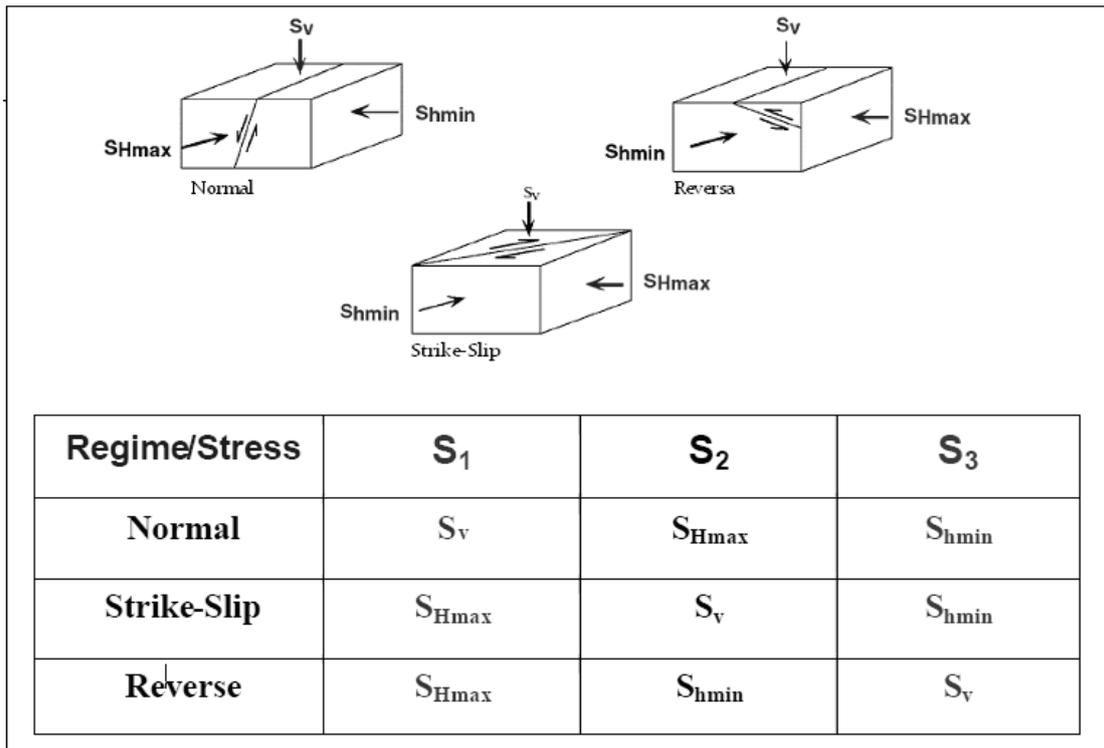


Figura 10: Demonstração do comportamento das tensões de acordo com os regimes de falhamento. (Fonte: Adaptado de Zoback, 2007)

### 3.7 Critério de Mohr-Coulomb

O critério de Mohr-Coulomb é baseado no círculo de Mohr, no qual é possível representar o estado de tensões atuantes em todos os planos que passam por um determinado ponto. O círculo é traçado num sistema de coordenadas onde as abscissas são tensões normais,  $\sigma_N$  e as ordenadas são tensões cisalhantes,  $\tau$  (Azevedo, 2002).

Considere-se na Figura 11 um plano que faz um ângulo de teta graus com a tensão principal máxima  $S_1$ . Para cada valor de teta, existe um par de valores das componentes normal e cisalhante atuantes no plano. O círculo de Mohr representa o conjunto de todos os valores possíveis para o par  $\sigma_N$  e  $\tau$ .

Considere-se ainda na figura 11 três ensaios de ruptura representados pelos três círculos. A reta aproximada que tangencia tais círculos representa o critério de ruptura de

Mohr-Coulomb. Nesta reta – ou envoltória -, a grandeza  $\phi$  é definida como ângulo de atrito interno; C, é a coesão.

Na prática, o critério traduz a idéia de que, para um dado estado de tensões, pares das componentes  $\sigma_N$  e  $\tau$  que estiverem plotadas acima da envoltória, simplesmente não podem existir – ou seja, a ruptura já teria ocorrido quando o círculo de Mohr tangenciasse a envoltória.

A envoltória de Mohr-Coulomb tangencia os círculos de Mohr correspondentes à ruptura nos três ensaios.

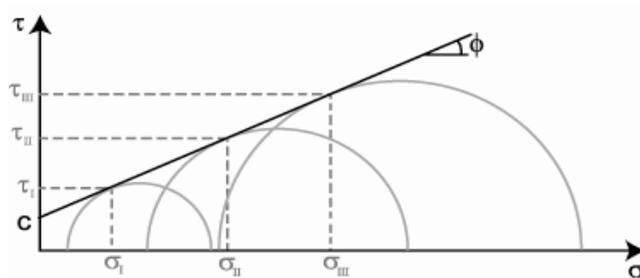


Figura 11: Representação dos círculos de Mohr e da envoltória de ruptura. (Azevedo, 2002)

Nos três ensaios, a ruptura aconteceu em planos que fazem  $\beta$  graus com a tensão  $S_1$  (Figura 12).

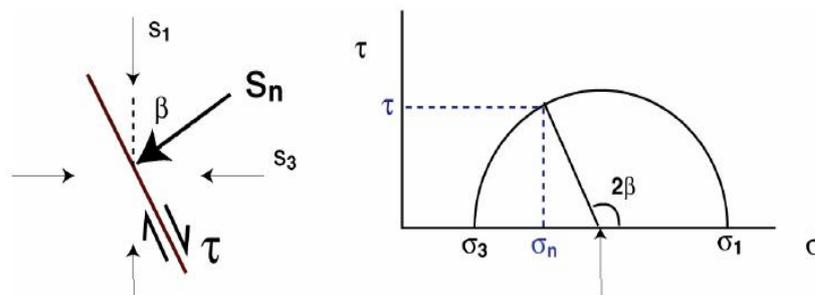


Figura 12: Demonstração de um plano fazendo um ângulo  $\beta$  com a tensão principal  $S_1$ . Quando passamos o ângulo para o círculo de Mohr, ele torna-se  $2\beta$ . Zoback (2007)

### 3.8 Comportamento hidráulico de fraturas e falhas

Falhas e fraturas ocorrem em quase todas as rochas em profundidade e podem ter um profundo efeito sobre o transporte de fluidos, propriedades mecânicas e estabilidade do poço.

Fraturas e falhas criticamente estressadas são aquelas mecanicamente e hidraulicamente ativas (Figura 13). Sua influência sobre a permeabilidade das rochas pode ser positiva ou negativa.

### Comportamento hidráulico de Falhas e Fraturas

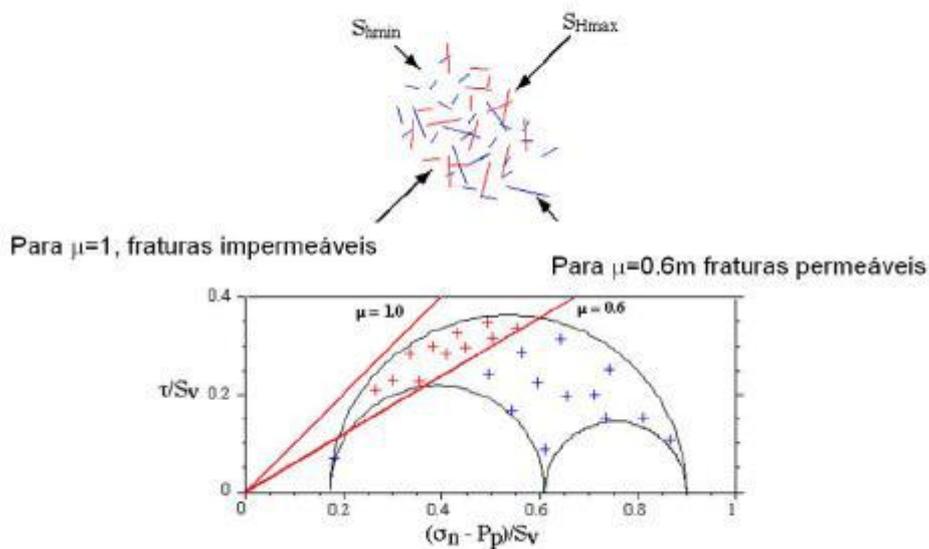


Figura 13: Comportamento hidráulico de falhas e fraturas. Observe que as fraturas foram plotadas no Círculo de Mohr e as marcas em vermelho estão criticamente estressadas, enquanto as marcas em azul estão estáveis. (Fonte: Adaptado de Zoback, 2007)

No diagrama, cada ponto (cruz) representa um plano com uma dada orientação, plotado num círculo de Mohr que representa um estado tridimensional de tensões. As coordenadas de cada ponto são a tensão normal efetiva ( $\sigma_n - P_p$ ) e a tensão cisalhante ( $\tau$ ), normalizadas pela tensão vertical total,  $S_v$ . Pela abordagem geomecânica, fraturas e falhas permeáveis são aquelas que, sob o estado de tensões vigente, encontram-se em condições de serem reativadas. A reativação é controlada também pelo coeficiente de deslizamento  $\mu = \tan\phi$ , onde  $\phi$  é o ângulo de deslizamento, o que define a declividade da envoltória do círculo de Mohr. Falhas ou fraturas que caem acima de uma dada envoltória estão sendo

reativadas. No exemplo acima, para  $\mu=0.6$ , as fraturas e falhas em vermelho estão em estado crítico e estão sendo reativadas; as azuis não. Para  $\mu=1$ , nenhuma fratura ou falha está sendo reativada.

Falhas “vivas” são mecanicamente e hidraulicamente ativas, enquanto falhas “mortas” são mecanicamente e hidraulicamente inativas. As falhas podem, portanto, vedar ou conduzir o fluxo (Zoback & Harjes, 1997). Alguns estudos mostram que a sismicidade pode ser induzida por altas pressões de poros decorrentes da injeção de fluidos em profundidade , (Healy *et al* , 1968).

A questão de como as falhas afetam a migração de fluidos em reservatórios de petróleo é complexa, porque as falhas são conhecidas como barreiras e condutoras. Algumas falhas contribuem significativamente para a permeabilidade da formação (Finkbeiner *et al.*, 1998), outras ainda funcionam como um bloqueio do fluxo, formando compartimentos dentro do reservatório (Hunt, 1990). O fluxo do fluido em reservatórios pode ser alterado de acordo com o comportamento das falhas, que: Influenciam a permeabilidade associada a anisotropia em reservatório; limitam reservatórios e restringem a pressão dentro deles quando são selantes; e se são hidraulicamente condutoras, funcionam como conduto primário para o fluxo. Falhas contribuem significativamente para a permeabilidade da formação ou funcionam como um bloqueio total ou parcial do fluxo. Por exemplo, quando um gás se acumula em um reservatório permeável delimitado por uma falha selante, a pressão de poros no reservatório falhado aumenta porque o gradiente da pressão de poros no gás é muito menor do que o gradiente hidrostático, devido à baixíssima densidade do gás. Como a altura da coluna de gás aumenta, em algum momento a pressão de poros será suficiente para induzir o deslizamento de uma falha, gerando um mecanismo que aumenta a permeabilidade de falhas e permite vazamento do reservatório (Zoback , 2007).

As principais abordagens utilizadas na quantificação do potencial selante de falhas são: justaposição, que parte do princípio que um reservatório permeável em contato por falha com outro igualmente permeável poderá transmitir fluido de pressão através da falha; gouge de falha, considera que a formação de uma falha (classificação segundo Fisher & Knipe (1998)) com seleção e granulometria diminuídas formará uma zona de pressão capilar mais elevada e permeabilidade mais reduzida que permitirá selar uma determinada coluna de fluido; cimentação ou diagênese considera as zonas de falha como locais para a precipitação de cimento, devido à percolação de fluidos ao longo do tempo geológico, favorecidos pela tendência do aumento da permeabilidade vertical ao longo dos planos de cisalhamento. Pressão de poros, fraturas induzidas e falhas são os mecanismos dinâmicos que atuam para o controle da capacidade dos reservatórios de hidrocarbonetos delimitadas por falhas.

Fraturas criticamente estressadas em rochas em profundidade podem alterar o transporte de fluidos, as propriedades mecânicas e a estabilidade do poço. Quando abertas podem facilitar a entrada de água no reservatório, portanto nem sempre são vantajosas. Para avaliar com precisão o efeito, positivo ou negativo, é importante conhecer as propriedades de fluxo do fluido de fraturas individuais e quantas destas fraturas existem em um determinado volume do reservatório, assim como sua orientação. Falhas e fraturas abertas ao fluxo são aquelas que sob o estado de tensão estão abertas ao fluxo, (Lima , 2009).

### **3.9 Modelo Geomecânico**

Um modelo geomecânico consiste na representação das tensões *in situ* atuantes em toda a profundidade considerada e na resposta que a rocha dá a estas tensões.

As principais propriedades mecânicas que irão determinar a resposta das rochas aos esforços atuantes são:

- UCS- Uniaxial Compressive Strength: resistência à compressão uniaxial (Figura 15) obtida por ensaios mecânicos ou por correlação com perfis elétricos, sobretudo com o

tempo trânsito da onda compressional. O tempo de trânsito ou delay time, DT, é obtido através do perfil sônico, que registra o tempo decorrido entre o momento em que um pulso sonoro compressional é emitido por um transmissor, montado em um mandril no interior do poço, até sua chegada a dois receptores distintos sobre o mesmo mandril. O DT guarda uma relação direta com a porosidade da rocha. Quanto maior o DT, maior o espaço entre grãos.

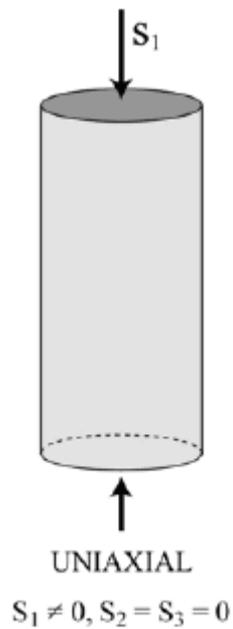


Figura14: Ensaio de compressão uniaxial, onde somente a tensão principal máxima  $S_1$  está agindo

- Coesão, que pode ser obtida por ensaios mecânicos, por correlações com perfis elétricos ou a partir de UCS.
- Ângulo de Atrito Interno: declividade da envoltória de ruptura.
- Ângulo de deslizamento (*Sliding Friction*).

$$\frac{\tau}{\sigma_n} = \mu \quad \begin{array}{l} \text{Coefficient of Friction} \\ \text{(sliding friction)} \end{array}$$

- Coeficiente de Poisson: O coeficiente de *Poisson*,  $\mu$ , mede a deformação transversal (em relação à direção longitudinal de aplicação da carga) de um material homogêneo.
- Constante *Biot*: Segundo *Biot*, a tensão efetiva é o resultado da tensão total menos parte da pressão de poros. Matematicamente falando, a expressão da tensão efetiva se transformaria em :  $S' = S - \alpha P_p$ , onde  $S'$  é a tensão efetiva,  $S$  é a tensão total e  $\alpha$  é a constante de Biot. A constante de *Biot*  $\alpha$  tem valor entre 0,6 e 1,0 para rochas. Normalmente é assumido que o fluido é incompressível e transmite todo o carregamento, sendo igual a 1.

A Figura 15 demonstra um modelo geomecânico esquemático, onde estão representados os perfis de tensão vertical medida, tensão horizontal mínima medida e tensão horizontal máxima modelada.

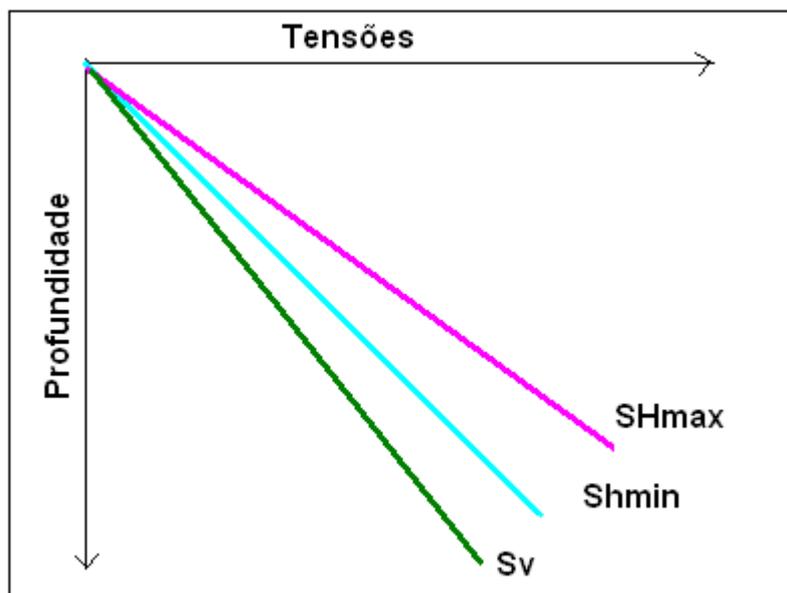


Figura 15: Figura elaborada para demonstração esquemática de um modelo geomecânico, onde estão representadas a tensão vertical ( $S_v$ ), a tensão horizontal mínima ( $Sh_{min}$ ) e a tensão horizontal máxima ( $SH_{max}$ ).

### 3.10 Perfil de Imagem

A observação *in situ* de fraturas é extremamente rara, pois são muito poucos os reservatórios que possuem análogos estruturais de superfície. Deste modo, a massa de rocha

deformada necessita ser investigada por meio de poços, e a caracterização qualitativa/quantitativa dos sistemas de fraturamento presentes deve ser determinada tão logo quanto possível, já durante a perfuração, lançando mão de testemunhos e de dados de perfilagem (Antunes *et al.*, 2003).

Perfis de imagem propiciam a visualização da rocha e suas características deposicionais e deformacionais e identificação de feições de deformação na parede do poço, causadas pela atuação do campo de tensão atual. São fundamentais na avaliação de reservatórios naturalmente fraturados. Imagens do poço tornam possível a obtenção de informações diretas sobre a distribuição e orientação de fraturas, falhas, *breakouts* e fraturas induzidas encontradas em profundidade (Figura 16).

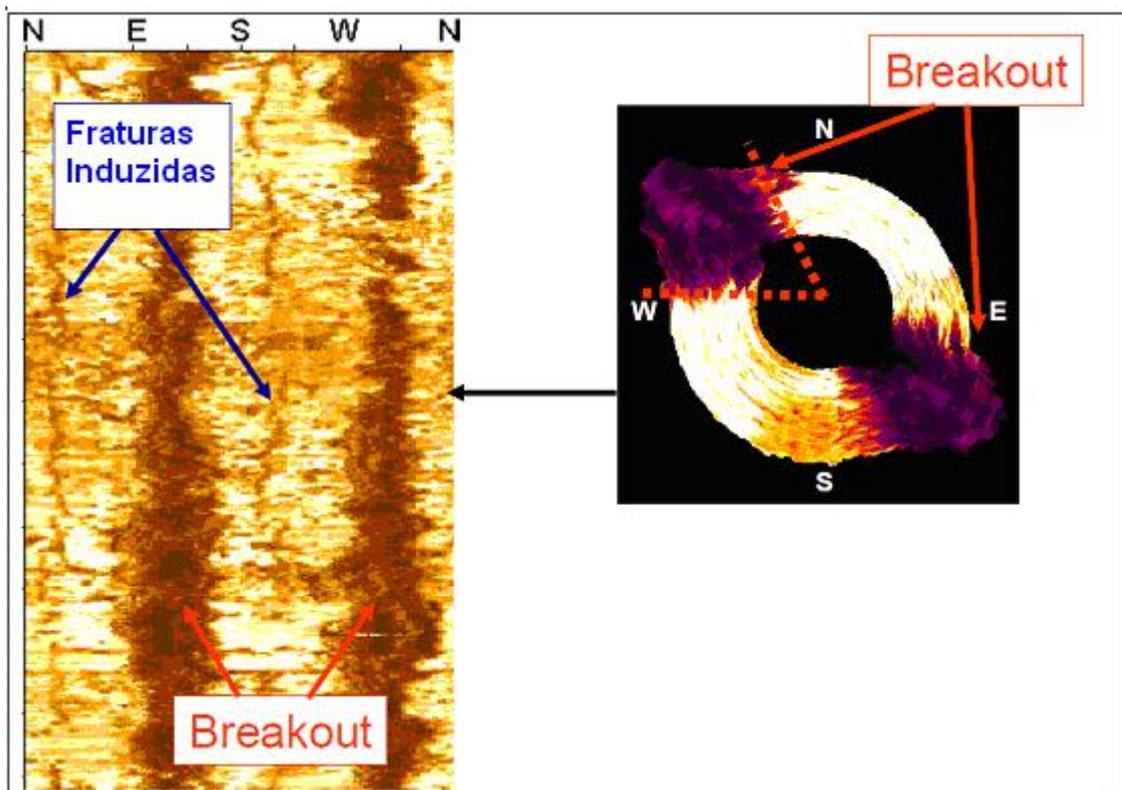


Figura 16: Identificação de *Breakouts* e Fraturas induzidas em perfis de Imagem. (retirado do manual do programa GMI-IMAGER™)

A amplitude do pulso refletido é diminuída quando a parede do poço possui fraturas, e aumenta o tempo de viagem quando o raio do poço é alargado por características tais como

*breakouts*. Estes dispositivos fornecem uma imagem de reflectância acústica e do raio do poço possibilitando a construção de imagens tridimensionais de um poço.

Utilizando a tecnologia GMI-IMAGER™, torna-se possível a interpretação e análise de perfis de imagem acústico, elétrico e óptico para a caracterização de fraturas induzidas e naturais, *breakouts* e falhas. Como resultado, pode-se quantificar o estado de tensão no reservatório.

Os parâmetros que definem a trajetória do poço são plotados no P1AZ/HAZI/DEVI, que consistem no azimute do PAD1, azimute do poço e no desvio do poço, respectivamente. O perfil caliper auxilia no registro das variações do diâmetro do poço controladas pelo desabamento ou estrangulamento que são causados pela broca utilizada para perfurar o poço.

O programa fornece várias ferramentas para a determinação de fraturas naturais, falhas, fraturas induzidas, *breakouts* e acamamento, que incluem linhas ajustáveis, retângulos e senóides flexíveis, para o registro exato dos locais de ocorrência das feições e sua orientação.

#### 4 MATERIAL E MÉTODO

O trabalho iniciou-se com a interpretação de um perfil de imagem acústica de um poço vertical, possibilitada pelo programa GMI-IMAGER™. O perfil de imagem atravessa uma seqüência de folhelhos e rochas calcárias. Os folhelhos, por serem condutivos, estão representados pelas cores vermelho e marrom-escuro, enquanto as rochas calcárias, resistivas, aparecem com cores variando de laranja a branco.

O poço estudado foi perfurado numa bacia marginal brasileira, atravessando a seção com predominância de finos representados por argilas, folhelhos e margas (74%), calcarenitos (14%), dolomitos (5%), calcilutitos e coquinas (4%), tufo vulcânico, diamictito, anidrita, conglomerado, basalto (3%). O perfil onde foram identificadas as litologias iniciou-se em 1610 metros, enquanto o perfil de imagem se iniciou numa profundidade de 4000 metros. Nas

Figuras 17, 18, e 19 serão demonstrados os perfis de variação da litologia em função da profundidade. A Figura 17 mostra as litologias desde a profundidade inicial (1610metros) até 3000 metros. A Figura 18 mostra as litologias desde 3000 metros até 4000 metros.

A Figura 19 mostra as litologias desde 4000 metros até 5300 metros, profundidade final do perfil litológico

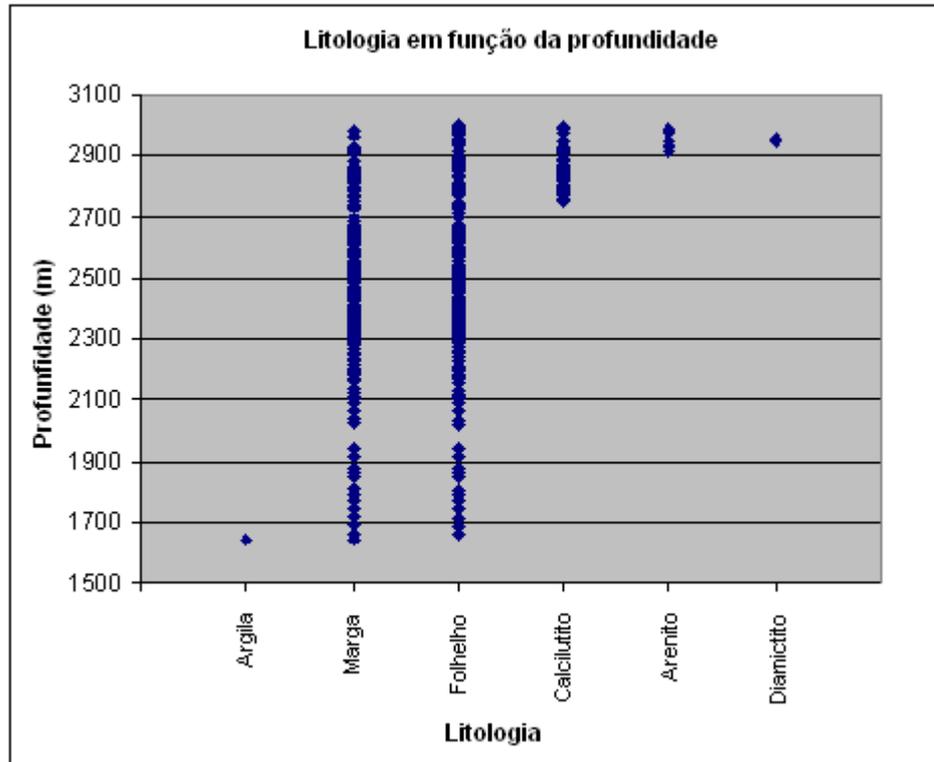


Figura 17: Gráfico representando a variação de litologia desde a profundidade de 1500 metros até 3000 metros.

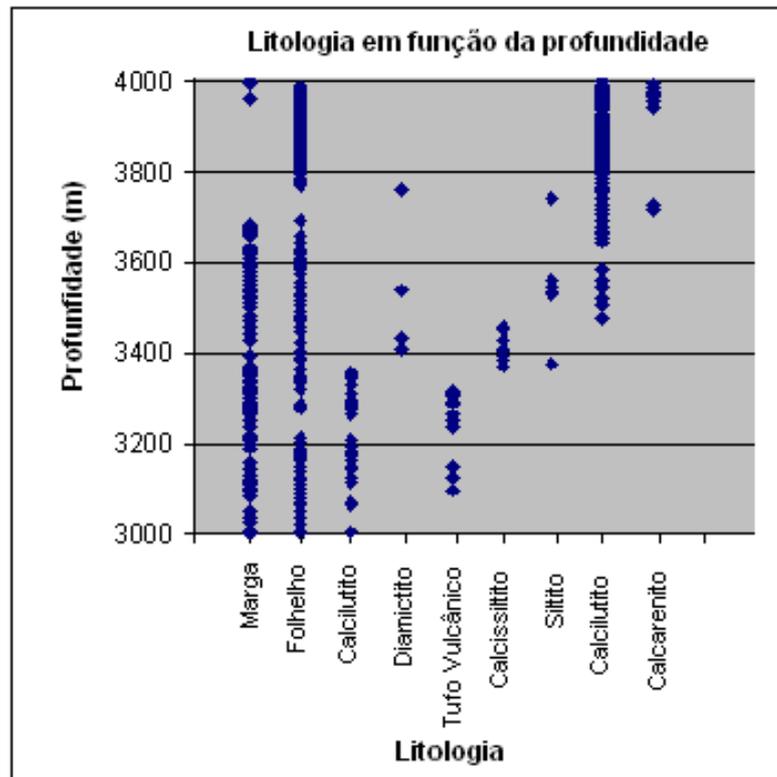


Figura 18: Gráfico representando a variação de litologia desde a profundidade de 3000 metros até 4000 metros.

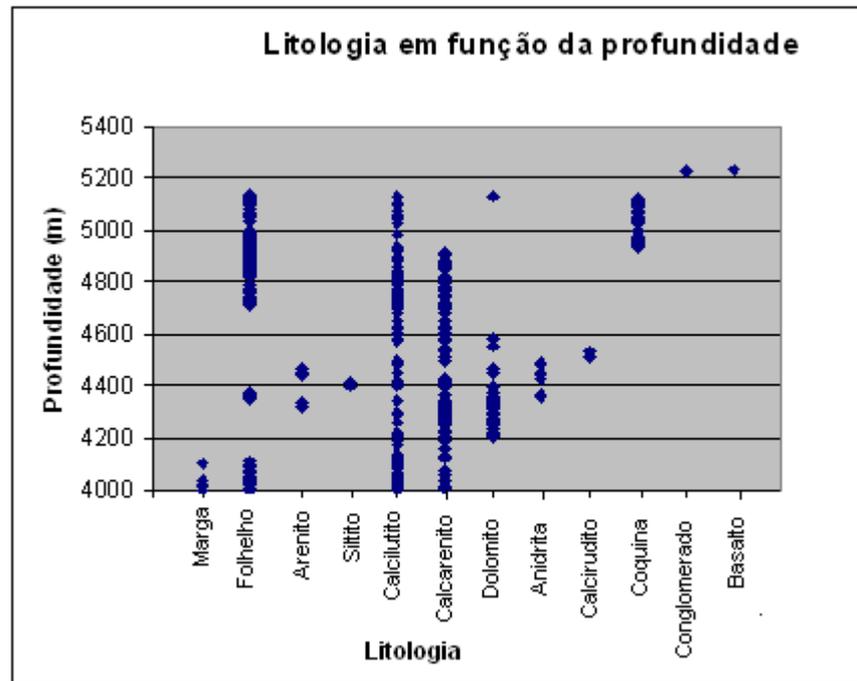


Figura 19: Gráfico representando a variação de litologia desde a profundidade de 4000 metros até 5000 metros.

Através dessa interpretação foram reconhecidas as fraturas naturais, fraturas induzidas e *breakouts*. O programa GMI-IMAGER™ forneceu o azimute do *breakout*, das fraturas, o desvio do poço, entre outras direções que possibilitaram o cálculo - através do programa *SFIB* - das tensões horizontais máximas que estão agindo *in situ*. Foram realizados cálculos para a obtenção das tensões principais *in situ*, possibilitando a construção do modelo geomecânico e posteriormente a análise do comportamento hidráulico das fraturas.

#### 4.1 Identificação de *breakouts* e fraturas naturais

A identificação de *breakouts* foi feita através da análise do perfil de imagem do poço estudado. Este perfil exibe os arrombamentos na parede do poço, que no programa GMI-IMAGER™ é exibida num plano (Figura 20).

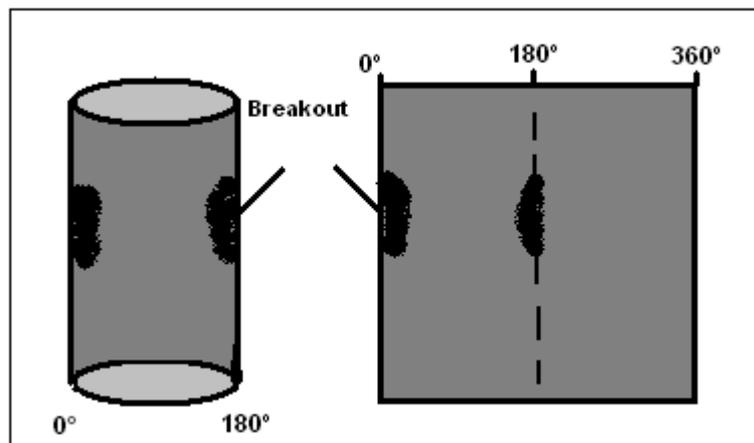


Figura 20: Ilustração demonstrando como um breakout pode ser reconhecido num perfil de imagem. No poço o breakout ocorre na parede como dois arrombamentos com espaço de 180 graus. No perfil de imagem, o poço inteiro é representado, então são vistos 360 graus num plano onde os ângulos são marcados.

Os *breakouts* ocorrem na parede do poço e aparecem como borrões numa distância de 180 graus um do outro. Veja na figura 21 uma imagem demonstrativa:

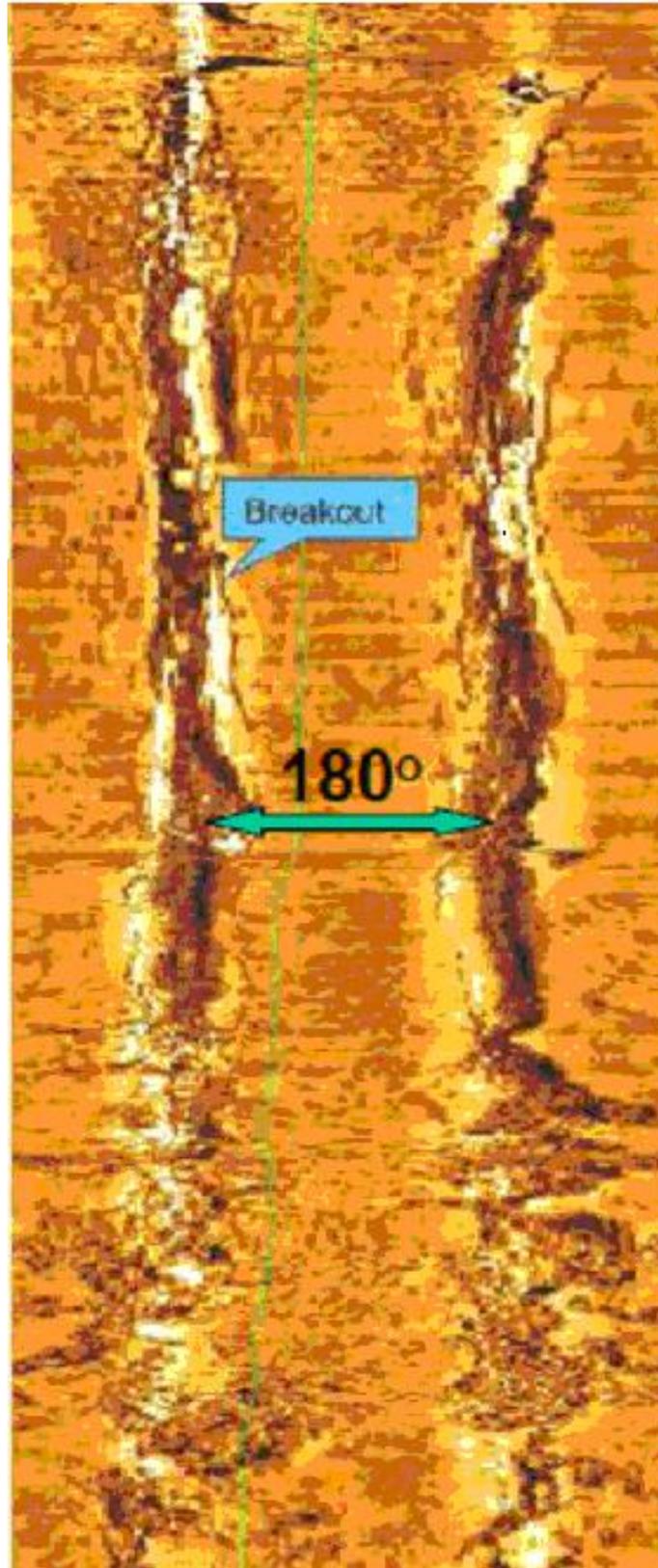


Figura 21: Intervalo do perfil de imagem estudado onde foi identificado um *breakout*.

As fraturas naturais aparecem como sigmóides no perfil de imagem e são identificadas também por uma cor marrom escura a preta (Figura 22).

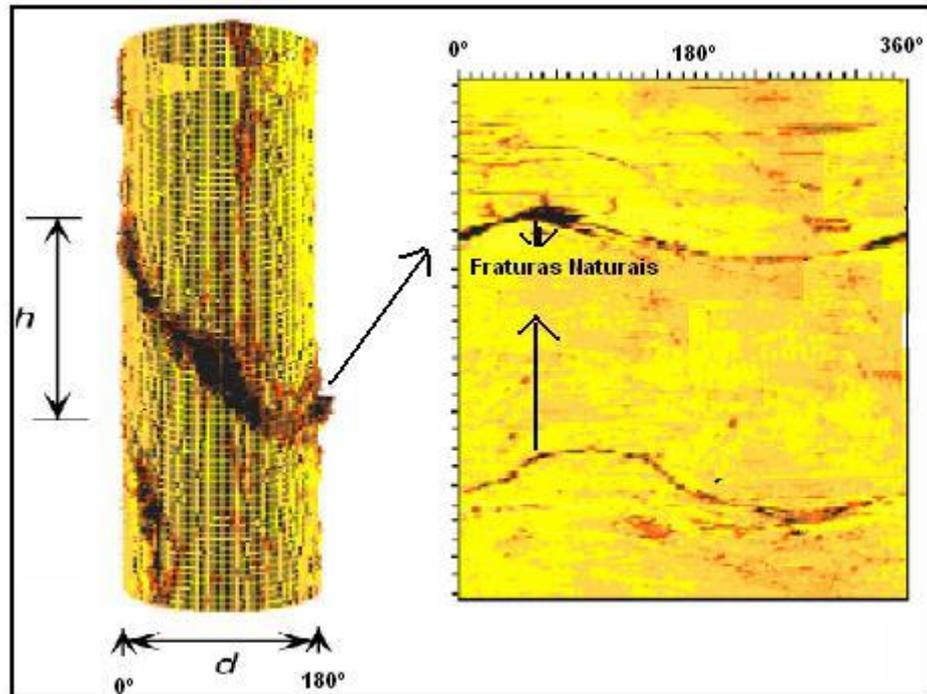


Figura 22: Demonstração de como uma fratura em um poço é vista no perfil de imagem. (Fonte: Modificado do material utilizado no curso da GMI)

## 4.2 Construção do perfil de sobrecarga, Sv

O perfil de sobrecarga – tensão vertical – foi construído através da manipulação de valores do perfil de densidade ROHB do poço estudado, que teve início na profundidade de 2780 metros.

A lâmina d'água possui 1298 metros e o valor de ROHB na superfície é, por convenção, 1,7 g/cm<sup>3</sup>.

A Figura 23 irá demonstrar até onde vai a lâmina d'água e como o soterramento foi medido, de 25 em 25 centímetros.

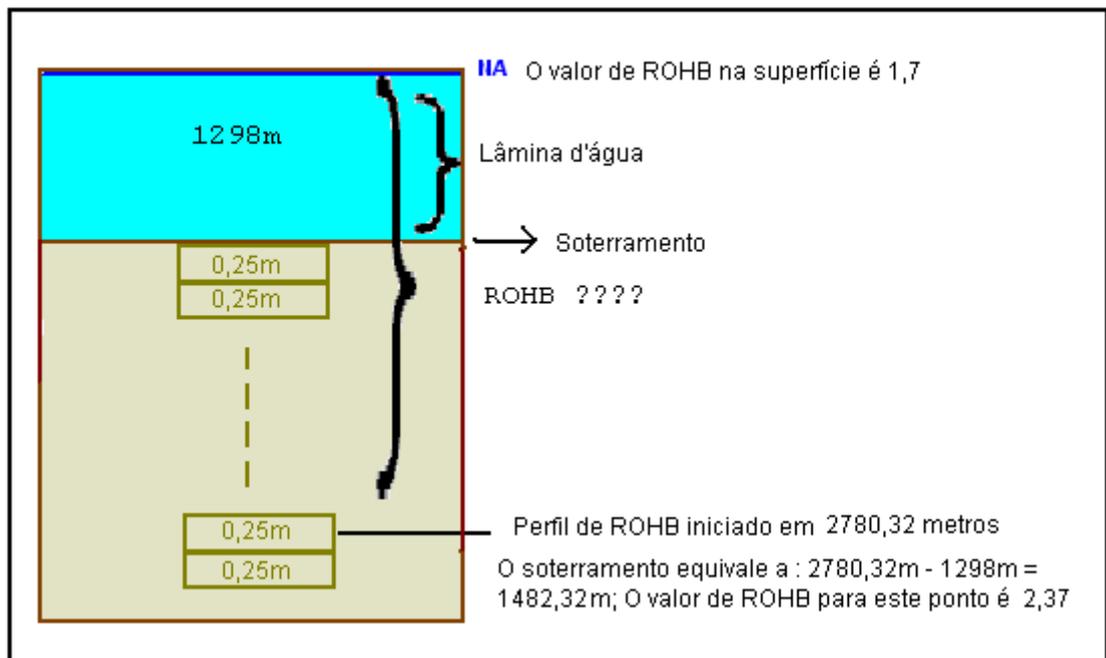


Figura 23: Ilustração demonstrando a profundidade da lâmina d'água e onde se inicia o perfil de ROHB.

A obtenção dos valores da densidade desde a superfície até o ponto onde o perfil se inicia, foi feita através de uma interpolação de valores seguindo os passos abaixo:

1) Calculou-se o gradiente da densidade:

$$\frac{\text{ROHBz1} - \text{ROHB(NA)}}{\text{SOTz1}}, \text{ onde :}$$

ROHBz1 = Primeiro valor de ROHB reconhecido no perfil;

ROHB (NA) = Valor de ROHB na superfície;

SOT z1 = Valor do soterramento correspondente ao primeiro valor de ROHB conhecido

O gradiente resultante foi :  $\frac{2,37\text{g/cm}^3 - 1,7\text{g/cm}^3}{1482,32\text{ m}} = 0,000454$

2) A interpolação de valores desde a superfície foi realizada com a utilização do gradiente da densidade em função do soterramento. Foi utilizada a seguinte fórmula:

$$\text{Densidade} = \text{Soterramento} \times \text{gradiente de ROHB} + 1,7\text{g/cm}^3$$

A interpolação foi realizada de 200 em 200 metros até atingir o limite da lâmina d'água em 1298 metros. Com os resultados, foi gerado um gráfico (Figura 24) representando a densidade em relação à profundidade. Veja:

$$\text{Densidade em 200 metros} = 200 \times 0,000454 + 1,7 = 1,79 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Densidade em 400 metros} = 400 \times 0,000454 + 1,7 = 1,88 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Densidade em 600 metros} = 600 \times 0,000454 + 1,7 = 1,97 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Densidade em 800 metros} = 800 \times 0,000454 + 1,7 = 2,06 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Densidade em 1000 metros} = 1000 \times 0,000454 + 1,7 = 2,15 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Densidade em 1200 metros} = 1200 \times 0,000454 + 1,7 = 2,24 \text{ g/cm}^3$$

$$\text{Densidade em 1400 metros} = 1400 \times 0,000454 + 1,7 = 2,33 \text{ g/cm}^3$$

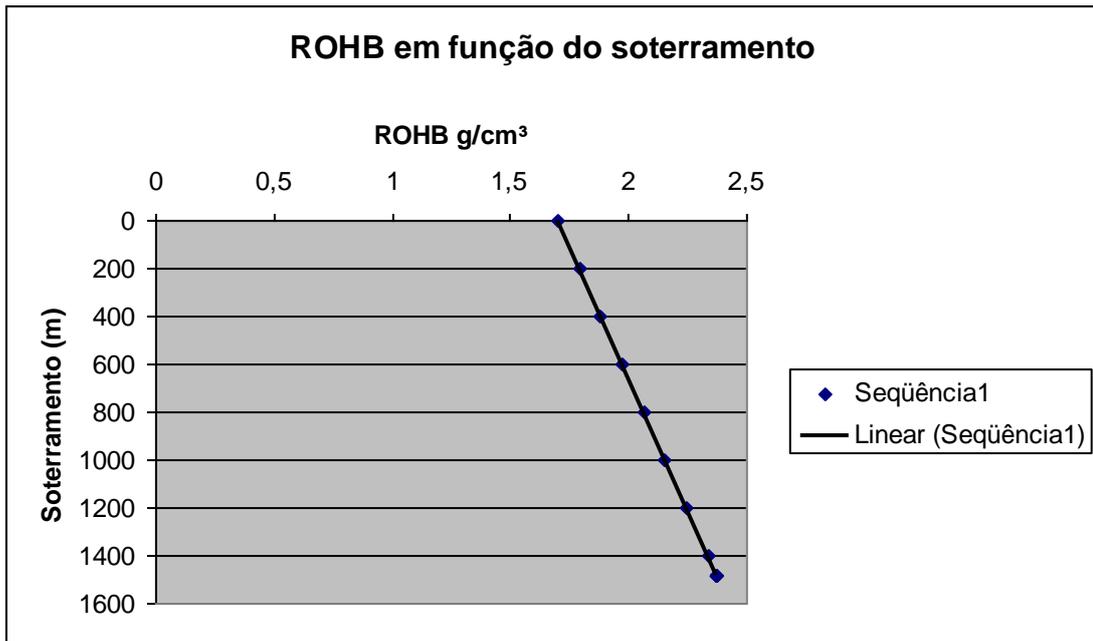


Figura 24: Representação da densidade das camadas em relação à profundidade.

Em 1482 metros de soterramento, o perfil de ROHB foi iniciado e a interpolação pôde então ser finalizada.

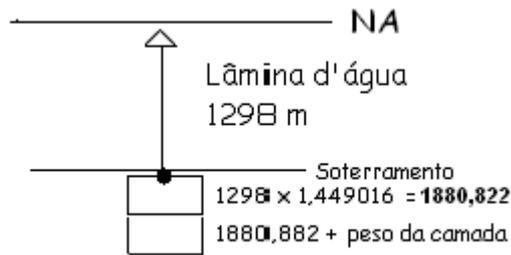
Para o cálculo da tensão vertical em psi foi utilizado o perfil de densidade ROHB,

a) Calculou-se o peso dos sedimentos de cada camada em MPa de acordo com a fórmula:

$$P = (\text{ROHB } \text{g/cm}^3 \times 1000 \times g \times 0,25) / 1000.000$$
, onde  $g$  é a aceleração da gravidade e o soterramento aumenta de 0,25 em 0,25 metros.

b) Para passar o peso em psi para MPa, multiplicou-se por 145,0377.

c)



A tensão vertical na primeira camada corresponde à lâmina d'água multiplicada pela densidade da água (igual a  $1,02 \text{ g/cm}^3$ ). Para passar para psi/m, multiplicou-se o valor da profundidade da lâmina d'água por  $1.449016 \text{ psi/m}$ . A tensão vertical em psi/m na primeira camada é então  $1880.822 \text{ psi}$ . Para as camadas abaixo, foi somando-se a tensão vertical com o peso das camadas sucessivamente.

Na tabela 1 seguem alguns valores de  $S_v$  para as camadas superiores do poço:

Tabela 1: Tabela demonstrando alguns valores do perfil de ROHB e do peso dos sedimentos que foram calculados para que fosse possível a obtenção dos valores da tensão vertical.

Soterramento em metros	Rhob g/cm <sup>3</sup>	Peso do sedimento em Mpa	Peso do sedimento em psi	Tensão Vertical em psi	Tensão Vertical em psi/pé
		0	0	1880.82	0.4416
0	1.7	0.004165	0.60408	1881.42	0.44180
0.25	1.7001	0.0041652	0.60412	1882.03	0.44185
0.5	1.7002	0.0041655	0.60416	1882.63	0.44191
0.75	1.7003	0.0041658	0.60420	1883.23	0.44197
1	1.7005	0.0041661	0.60424	1883.84	0.44202
1.25	1.7006	0.0041663	0.60428	1884.44	0.44208
1.5	1.7007	0.0041666	0.60432	1885.05	0.44214
1.75	1.7008	0.0041669	0.60436	1885.65	0.44219
2	1.7009	0.0041672	0.60440	1886.26	0.44225
2.25	1.7010	0.0041675	0.60444	1886.86	0.44231

### 4.3 Construção do perfil de Shmin

O perfil da tensão horizontal mínima, Shmin foi construído através da manipulação em planilha Excel de dados de testes de absorção (*leak-off tests*) disponíveis para o poço. Foram seguidos os seguintes passos:

- Em um gráfico foram plotados os valores do fluido equivalente em psi em relação à profundidade em metro.

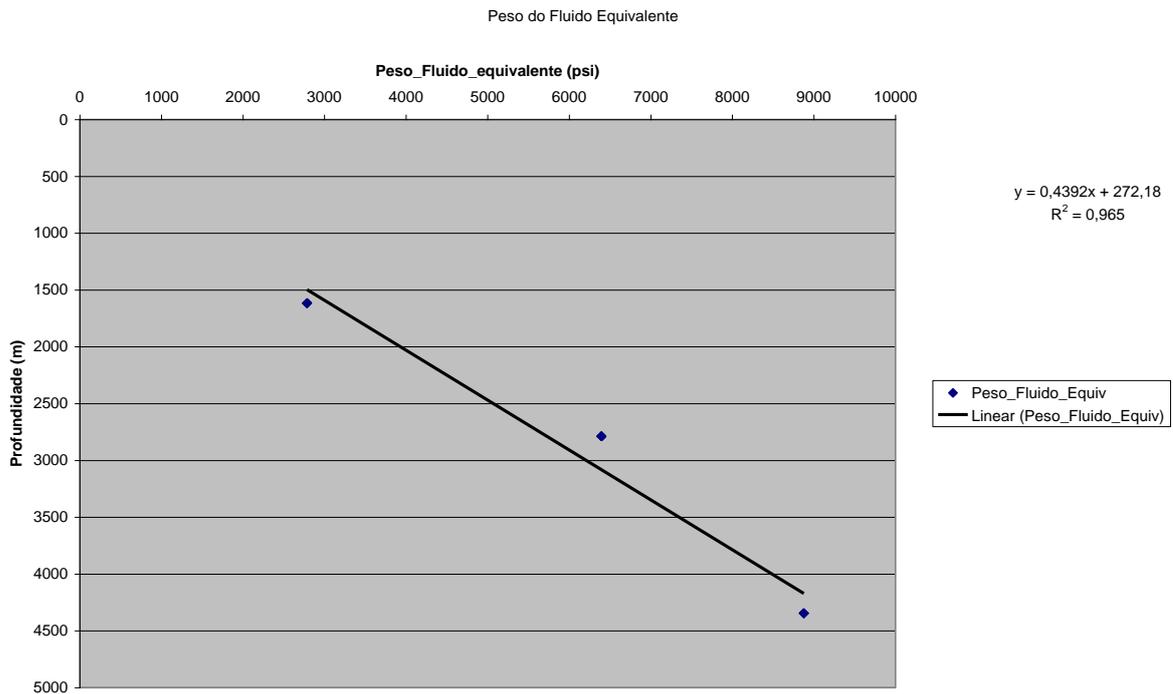


Figura 25: Gráfico onde foram plotados os valores da Profundidade medida no eixo y e os valores do peso do fluido equivalente em psi no eixo x. Nele foi traçada a linha de tendência e gerada a equação e o coeficiente de correlação com base nos valores plotados.

- À partir da equação gerada no gráfico acima, pôde ser feito o cálculo da tensão horizontal mínima:  $Y = 0,4392 X + 272,18$ , onde Y corresponde à profundidade e X corresponde ao Shmin.

### 4.4 Determinação do perfil de resistência à compressão uniaxial (UCS)

A determinação do UCS para as litologias atravessadas no trecho do poço com o perfil de imagem, com base em no perfil sônico e equações empíricas, disponíveis na literatura.

- Para carbonatos foi utilizada a equação de Militzer (1973):

$$\text{UCS (psi)} = 7682/\text{DT} \wedge 1,82 / 145$$

b) Para folhelhos foi utilizada a equação global, Zoback (2007):

$$\text{UCS (psi)} = 1.35 (304.8/ \text{DT}) \wedge 2.6$$

#### 4.5 Peso de lama , raio Gama e pressão de poros

Os dados de peso de lama e raio gama foram compilados de perfis disponíveis. A magnitude da pressão de poros foi definida em relação à pressão hidrostática (ou normal) , que é a pressão associada com uma coluna de água desde a superfície até a profundidade de interesse (  $P_p = 1,449015748 \times \text{profundidade}$ ), onde 1,449015748 é a pressão da água em psi/m.

#### 4.6 Modelagem da magnitude e orientação do SHmax

A modelagem da magnitude de SHmax partiu do princípio que o ângulo de abertura do *breakout*, pode ser usado para a determinação da magnitude de SHmax, desde de que se conheçam a resistência à compressão uniaxial, a pressão de poros, a pressão da lama, a magnitude da tensão horizontal mínima e a magnitude da tensão vertical (Zoback, 2007). Foi feita através do programa GMI-SFIB™. Os dados de entrada correspondem a: tensão vertical total (ppg); aziSH, azimute da tensão SHmax; DEPTH, profundidade média do *breakout* modelado (em pés); wBo, ângulo de abertura do *breakout*, medido no perfil de imagem; Azi, azimute do desvio do poço; Dev, ângulo de desvio do poço; DeltaP, diferença entre o peso de lama e a pressão de poros (ppg); PP, pressão de poros; Biot, coeficiente de Biot; PoisRat, razão de Poisson; SlFric, coeficiente de deslizamento da falha; IntFric, coeficiente de atrito interno da rocha intacta; MC, critério de Mohr-Coulomb (critério de ruptura utilizado).

#### **4.7 Construção do modelo geomecânico do poço**

As tensões principais foram plotadas num gráfico para que pudesse ser analisada a relação entre elas e identificado então o regime de esforços atuante no poço estudado.

#### **4.8 Avaliação do comportamento hidráulico de fraturas**

Por fim, foi feita a avaliação do comportamento hidráulico das fraturas naturais identificadas no poço, através da utilização do aplicativo GMI MOHR-FRACST<sup>TM</sup>, tendo como dados de entrada o modelo geomecânico definido para o poço e as fraturas naturais identificadas no perfil de imagem.

## 5 RESULTADOS

### 5.1 *Breakouts* identificados

A análise do perfil de imagem do poço iniciou-se em 4000 metros e os primeiros *breakouts* foram identificados a partir de 4440 metros. Observamos que a maior densidade deles foi em coquinas, que têm sua primeira ocorrência em 4934 metros. Isto pode ser explicado pelo fato de que em grandes profundidades, a anisotropia de tensões é maior, causando assim, os desmoronamentos na parede do poço. A figura 26 mostra a ocorrência de *breakouts* relacionada à litologia. Já a figura 27 mostra um gráfico onde os *breakouts* foram relacionados a litologia e profundidade correspondentes.

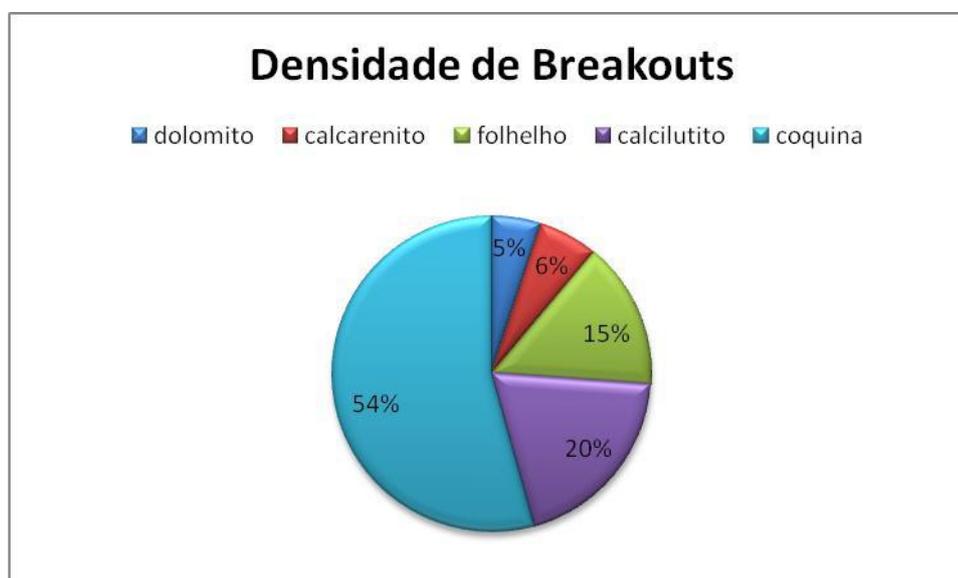


Figura 26: Gráfico correlacionando a ocorrência de *breakouts* à litologia. Observe que a maior concentração de *breakouts* está em coquinas, enquanto em dolomitas eles quase não ocorrem.

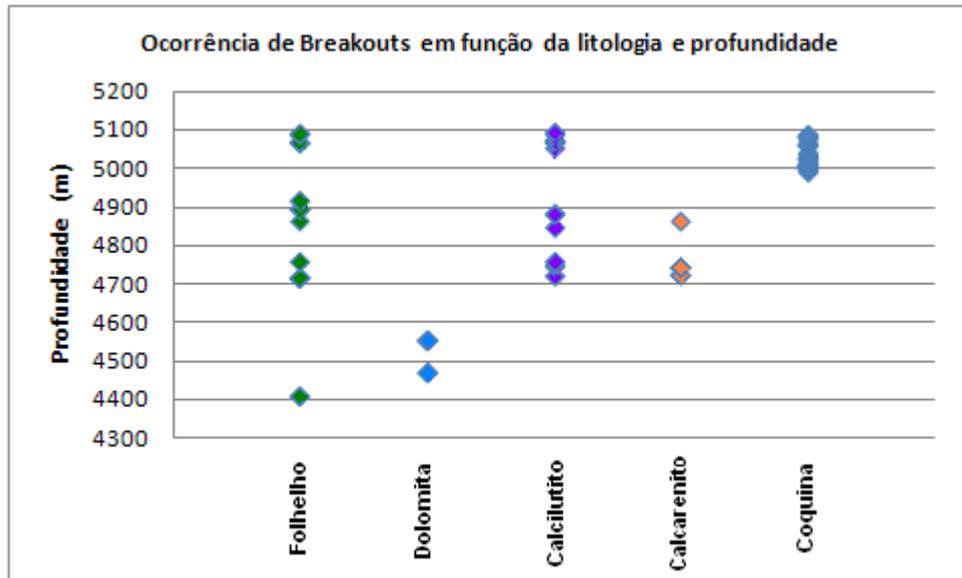


Figura 27: Gráfico onde os *breakouts* foram relacionados à litologia e profundidade correspondentes

Foram identificados 200 *breakouts* e para o estudo de caso foi feita uma média deles em cada intervalo litológico. As médias dos ângulos de abertura do *breakout*, azimute do *breakout* e profundidade foram então calculadas.

Tabela 2: Tabela com valores médios de profundidade, azimute bo breakout e largura, definidos para os intervalos de variação da litologia.

Intervalo	Profundidade Média (m)	Média do Azimute do Breakout	Média da Largura do Breakout	Litologia
1	4713,45	63.8	30,94	Folhelho
2	4720,85	21.9	28,2	Calcarenito
3	4740,82	61.8	26,7	Calcarenito
4	4893,08	62,5	34,2	Folhelho
5	4998,74	100.9	23.2	Coquina
6	5003,75	104.4	32.4	Coquina
7	5007,30	107	27.8	Coquina
8	5013,13	99,8	30.1	Coquina
9	5030,19	106	29.8	Coquina
10	5038,23	108.6	35.9	Coquina
11	5066,45	109.2	34,7	Coquina
12	5083,00	116,8	35,9	Coquina
13	5090,57	100,2	38,3	Folhelho

## 5.2 Fraturas naturais identificadas

As fraturas naturais foram identificadas em profundidades maiores que 4600 metros estão concentradas principalmente em calcarenitos (54%), dolomitos (21%) e calcilutitos (19%) (Figura 28).

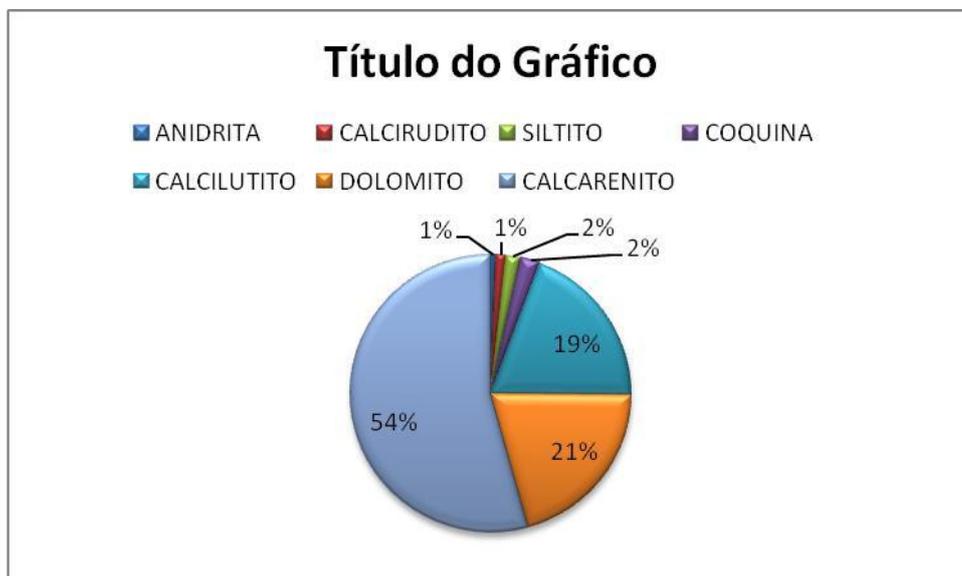


Figura 28: Gráfico correlacionando a ocorrência de fraturas à litoloiga. Observe que a maior concentração de fraturas está em coquinas, enquanto em dolomitas eles quase não ocorrem.

Foram identificadas 174 fraturas naturais, com direção predominantemente NNE. Na figura 29 serão demonstradas as fraturas plotadas num estereograma.

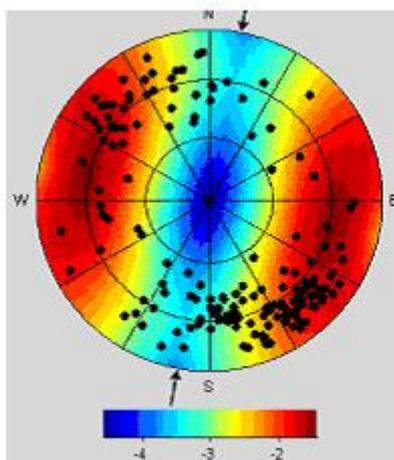


Figura29: Fraturas naturais plotadas no stereograma. Nota-se que a concentração delas ocorre nas direções NNE.

### 5.3 Perfil de sobrecarga

O perfil de sobrecarga foi construído com base na metodologia apresentada na seção 4.2. Sabe-se que o soterramento aumenta de 25 em 25 centímetros. Então o cálculo da densidade das camadas foi feito nesta escala. O resultado foi o gráfico (Figura 30) gerado com os valores da tensão vertical plotados em função da profundidade. Observa-se que a tensão aumenta à medida que o soterramento também aumenta, pois é calculada em função do peso das camadas.

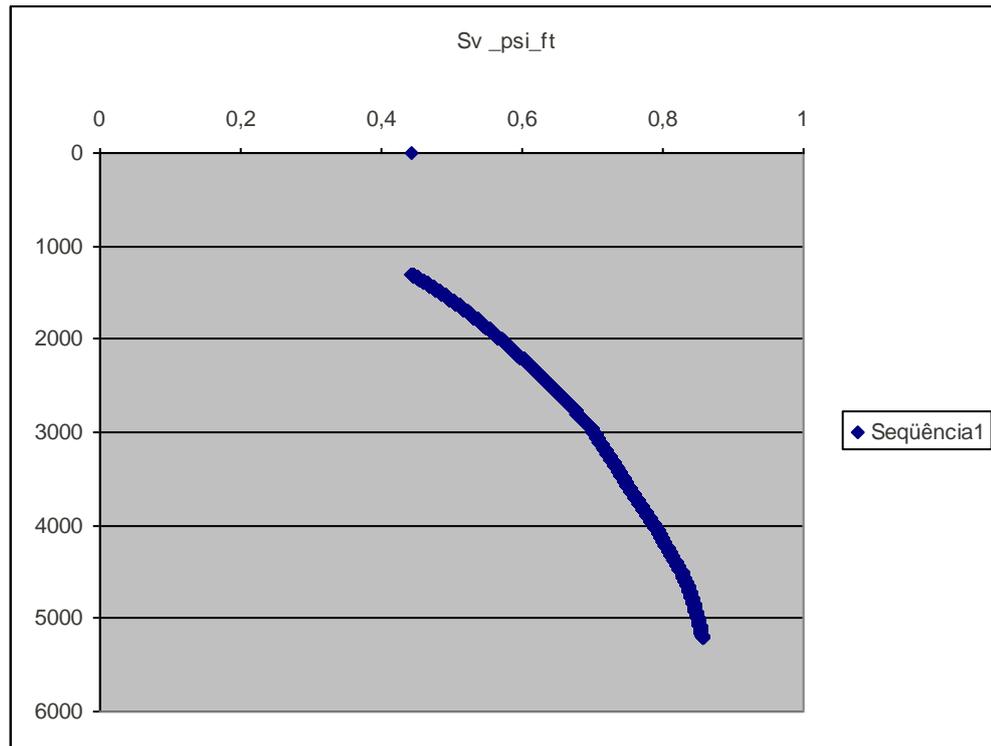


Figura 30: Gráfico da tensão vertical (psi) plotada em relação à profundidade em metros. Observa-se que ela aumenta com a profundidade. Isso é explicado pelo fato dela ser função do peso das camadas.

#### 5.4 Perfil de Shmin

Com base na fórmula gerada na seção 4.3, os valores da tensão horizontal mínima (Shmin) em ppg foram obtidos. No gráfico abaixo foram plotados estes valores em relação à profundidade em metros. O Shmin aumenta à medida que a profundidade aumenta.

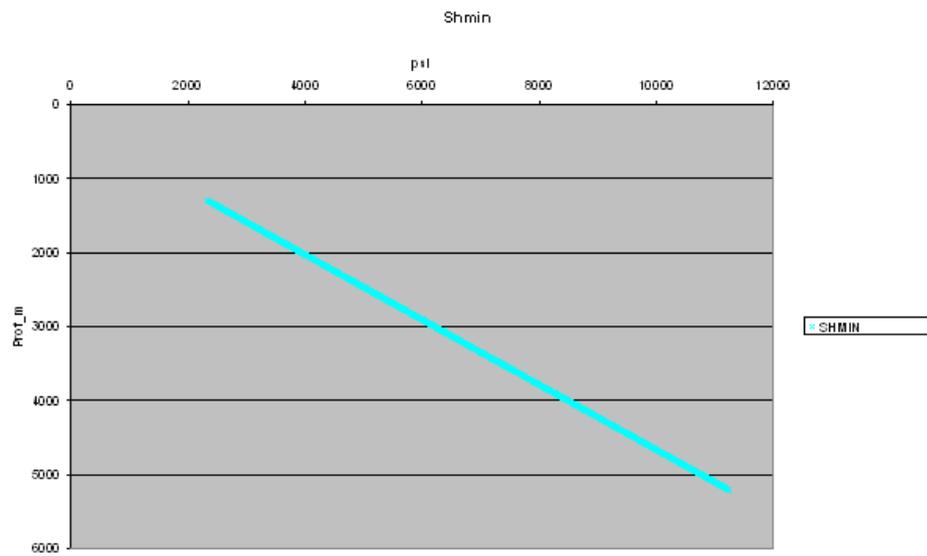


Figura 31: Gráfico onde os valores de Shmin em psi foram plotados em relação à profundidade

### 5.5 Magnitude do SHmax

A magnitude do SHmax foi calculada para as médias dos *breakouts* dos intervalos de variação litológica. Observe nas tabelas 3 e 4 o dados de entrada para a realização do cálculo através do programa GMI-SFIB™.

Tabela 3: Tabela com os parâmetros de entrada para o cálculo do SHmax: Profundidade em pés, litologia, largura do Breakout (média definida para os intervalos), Hazi média (média do azimute do poço definida para os intervalos), desvio do poço (média definida para os intervalos), azimute SHmax (azimute média do Breakout somado com 90 graus), Sv ppg(tensão vertical média para os intervalos calculada em ppg).

Intervalo	Profundidade em pés	Litologia	Largura_média Breakout	Hazi_média	Azimute_média Breakout	Desvio do Poço	Azimute SHmáx	Tensão Vertical em ppg
1	15464,17	Folhelho	30,94	141	63,8	0,03	153,8	16,15
2	15488,34	Carbonato	28,2	155,8	21,9	0,2	111,9	16,16
3	15554,17	Carbonato	26,7	143,9	61,8	0,02	151,8	16,17
4	16053,34	Folhelho	34,2	58,6	62,5	0,9	152,5	16,29
5	16400,00	Carbonato	23,2	28,3	100,9	0,9	190,9	16,37
6	16416,67	Carbonato	32,4	34	104,4	0,9	194,4	16,37
7	16428,34	Carbonato	27,8	33,9	107	0,5	197	16,37
8	16447,50	Carbonato	30,1	35,8	99,8	0,9	189,8	16,38
9	16503,33	Carbonato	29,8	43,8	106	1	196	16,39
10	16530,00	Carbonato	35,9	46,3	108,6	1	198,6	16,40
11	16622,50	Carbonato	34,7	46,6	109,2	1	199,2	16,41
12	16622,50	Folhelho	34,7	46,6	109,2	1	199,2	16,41
13	16676,67	Carbonato	35,9	48	116,8	1	206,8	16,43

Tabela 4: Tabela com os parâmetros de entrada para o cálculo de SHmax: Profundidade em pés, Shmin em ppg (média para os intervalos), Pressão de poros em ppg (pressão hidrostática), Peso de lama em ppg, Delta P (peso de lama menos a pressão de poros), DT (delay time, tempo de trânsito), Poisson (coeficiente de Poisson), UCS (calculado com base em equações empíricas para carbonatos e folhelhos), GR (Gamma ray; raio gama)

Intervalo	Shmin(ppg)	Pporos_ppg	Peso_lama-ppg	Delta P	DT	Poisson	UCS	GR
1	13,36	8,50	9,7	1,19	67,58	0,336	9830,41	27,36
2	13,36	8,50	9,7	1,19	55,95	0,342	7771,19	29,95
3	13,36	8,50	9,7	1,19	59,50	0,266	6947,34	30,28
4	13,36	8,50	9,7	1,19	64,18	0,289	11242,76	20,47
5	13,36	8,50	9,8	1,29	58,13	0,248	7248,75	10,88
6	13,36	8,50	9,8	1,29	60,03	0,319	6837,04	12,29
7	13,36	8,50	9,8	1,29	54,43	0,305	8171,70	12,51
8	13,36	8,50	9,8	1,29	55,02	0,368	8011,26	14,69
9	13,36	8,50	9,9	1,39	53,06	0,238	8557,55	10,11
10	13,36	8,50	9,9	1,39	64,19	0,285	6051,60	12,56
11	13,36	8,50	9,9	1,39	67,38	0,297	5540,19	30,95
12	13,36	8,50	9,9	1,39	67,38	0,297	9903,77	30,95
13	13,36	8,50	9,9	1,39	64,91	0,28	5930,03	18,94

Nas figura 32 e 33 será demonstrado um exemplo de cálculo de SHmax através do programa GMI-SFIB™. Observa-se que  $Sh_{min} < SH_{max} < S_v$ .



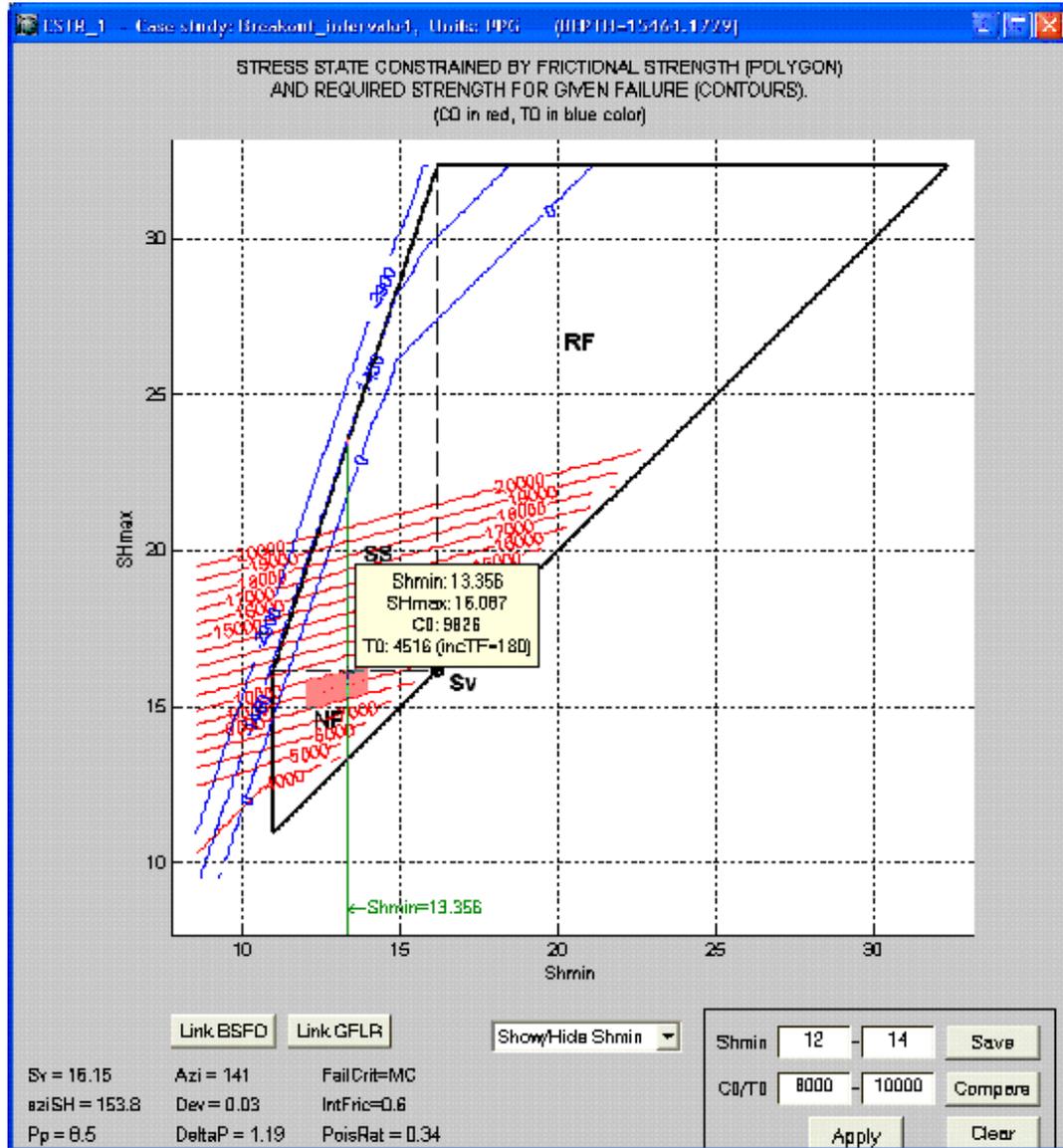


Figura33: Exemplo de caso estudado neste trabalho (intervalo 1) através do programa GMI-SFIB™. Esta é a tela com os resultados, onde C0/T0 é o intervalo que compreende o valor de UCS, neste caso valendo 9830,410928. observa-se que Shmin (13,356) é menor que Shmax (16,067), que por sua vez é menor que Sv (16,15). O regime de falhamento atuante hoje é então normal.

Os valores de  $S_{hmax}$  calculados para os intervalos definidos pela litologia, foram:

Tabela 5: Tabela com os valores de  $S_{hmax}$  para os intervalos, relacionados à profundidade média de ocorrência dos *breakouts*.

Intervalo_Breakout	Profundidade média média_Breakout	$S_{hmax}$ (ppg)
1	4713,45	16,08
2	4720,85	15,09
3	4740,82	14,71
4	4998,74	14,78
5	5003,75	14,7
6	5007,30	15,23
7	5013,13	15,19
8	5030,19	15,57
9	5038,23	14,53
10	5066,45	14,28
11	5083,00	14,51

## 5.6 Modelo geomecânico

As tensões principais foram obtidas para os intervalos de interesse e o modelo é a representação gráfica delas.

Primeiramente o  $S_{Hmax}$  foi plotado em relação ao  $S_{Hmin}$  para obter uma equação geral para todas as profundidades medidas do poço. Foi gerada uma linha de tendência e uma equação baseada no gráfico.

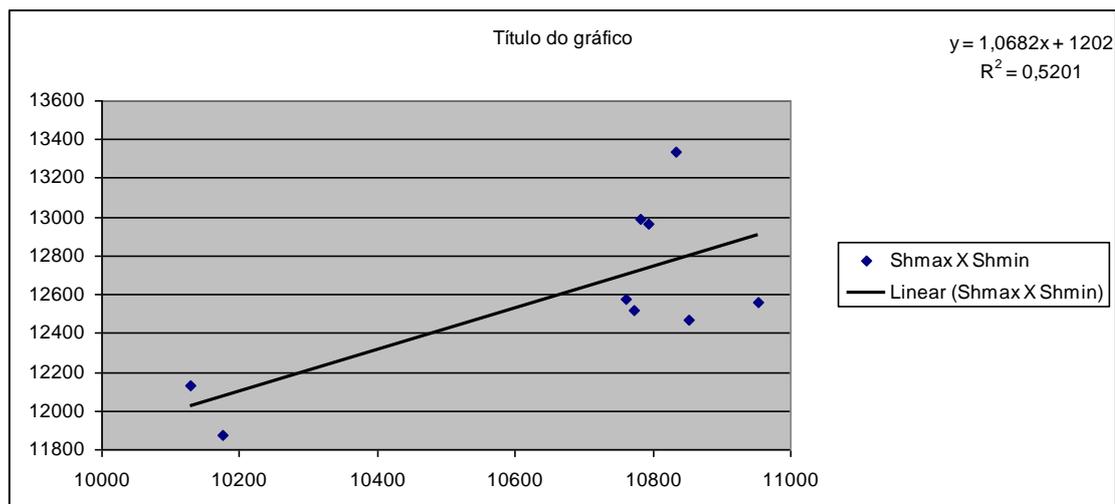


Figura34: Gráfico onde o Shmax foi plotado no eixo y e o Shmin foi plotado no eixo x. Foi gerada à partir dele a equação  $y=1,0682x + 1202$ .

A equação  $SH_{max} = 1,0682 \times SH_{min} + 1202$  definiu a relação entre as duas tensões.

O modelo geomecânico foi gerado então, com todas as tensões calculadas passando por todo o poço. A linha de tendência da tensão horizontal máxima (SHmax) é apenas uma estimativa e não tem nenhum estudo neste trabalho que confirme que em profundidades rasas o SHmax é maior do que a tensão vertical.

O cálculo do SHmax foi iniciado em 4713 e os pontos onde se tem certeza do seu valor estão marcados no gráfico em cor lilás. Observa-se que nos pontos onde o estudo foi realizado, a tensão horizontal mínima é menor do que a máxima, que por sua vez é menor do que a tensão vertical. Isto comprova que o regime de falhas atuante nesta área é normal.

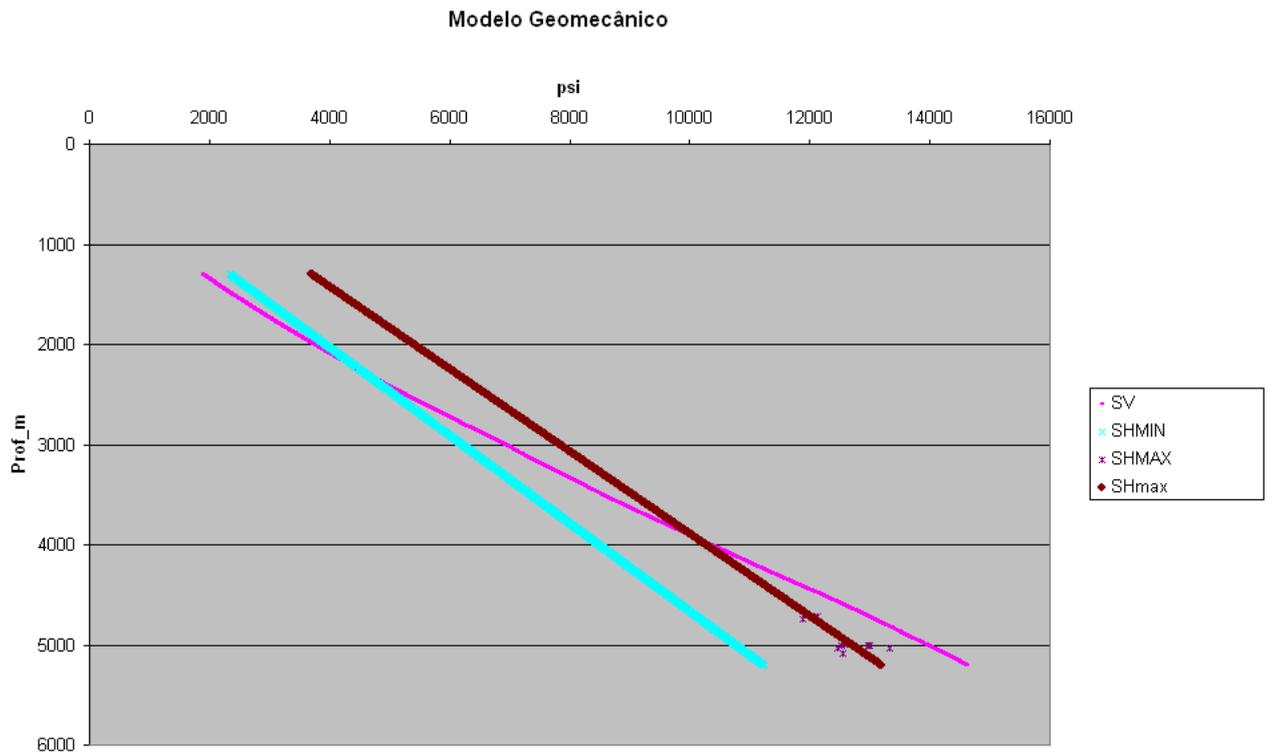


Figura 35: Tensões principais (psi) plotadas num gráfico em relação à profundidade. O SHmax calculado para os intervalos onde foram encontrados os *breakouts* é maior que Shmin e menor que a tensão vertical. O regime de falhas atuante nesta área é portanto, normal.

### 5.7 Comportamento hidráulico de fraturas

Depois de analisar o estado de tensão no poço através do modelo geomecânico, as tensões principais foram os dados de entrada no programa GMI-MOHR FRACST<sup>TM</sup>. As fraturas identificadas foram analisadas pelo programa e a conclusão foi que numa situação normal, as fraturas encontraram-se fechadas. Veja na figura 36 as fraturas plotadas no círculo de Mohr através do programa GMI-MOHR FRACST<sup>TM</sup>.

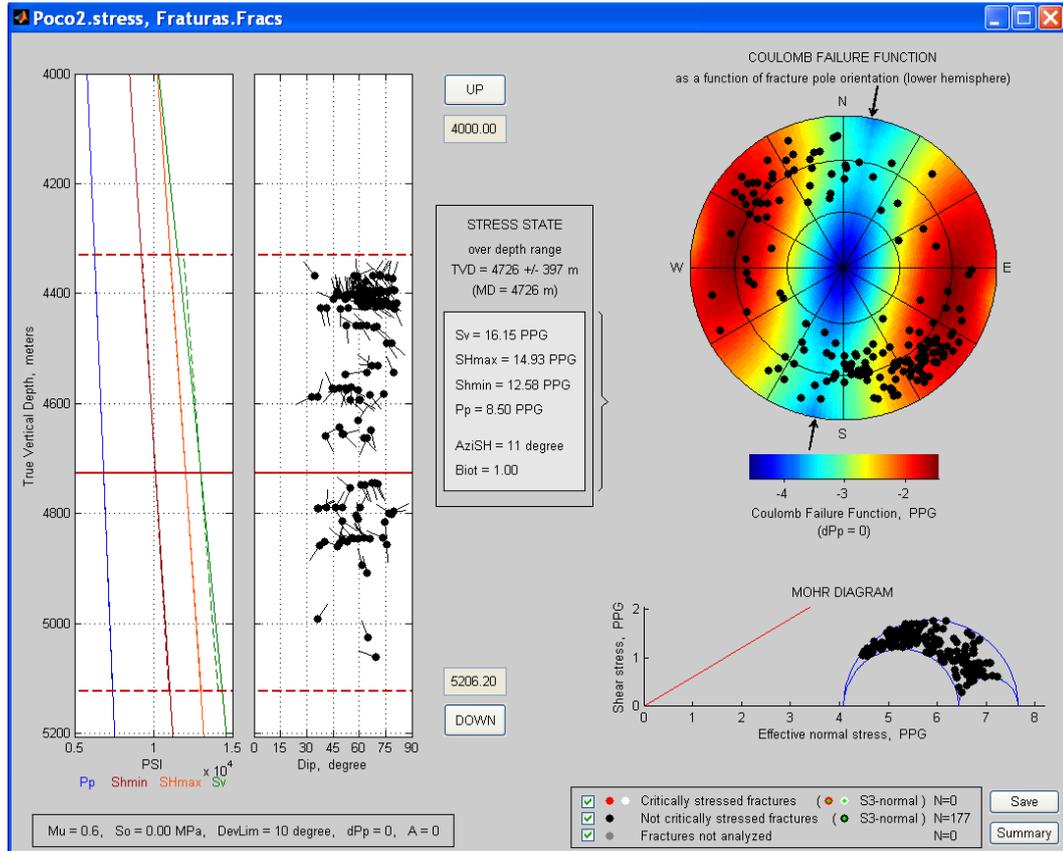


Figura 36: Fraturas plotadas em relação às tensões principais obtidas na construção do modelo geomecânico. Observe que as fraturas (pontos pretos) não tocam a envoltória de ruptura e estão portanto estáveis.

Para a determinação da pressão máxima de injeção para cada campo, pressões de injeção foram paulatinamente incrementadas (Fig.37 e Fig.38), até que se observasse a ruptura das fraturas.

Na figura 37, foi realizada uma simulação injeção de 100kg/cm<sup>2</sup> acima da pressão original e ainda assim as fraturas continuaram estáveis.

Já na figura 38, foi realizada uma nova simulação de injeção de mais 150 kg/cm<sup>2</sup> além do valor injetado anteriormente, que originou algumas fraturas criticamente estressadas.

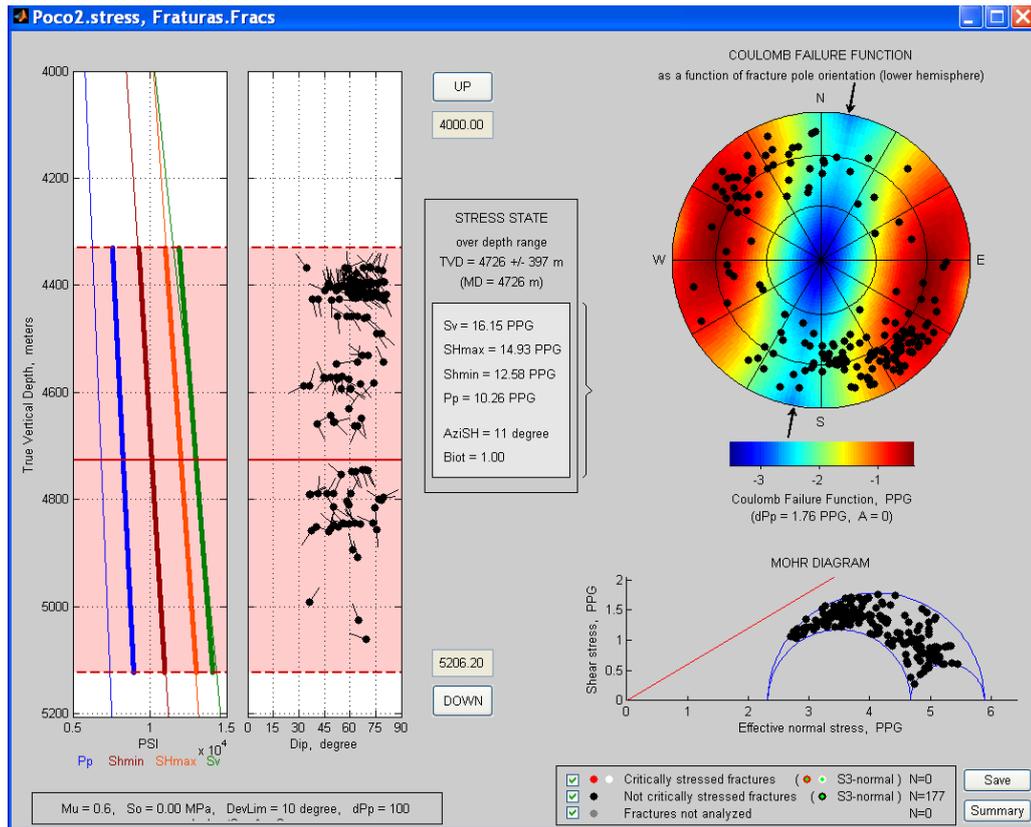


Figura 27: Fraturas plotadas em relação às tensões principais obtidas na construção do modelo geomecânico. Neste caso foi simulada uma injeção de pressão de 100kg/cm<sup>2</sup>. Observe que as fraturas (pontos pretos) não tocam a envoltória de ruptura e ainda estão estáveis.

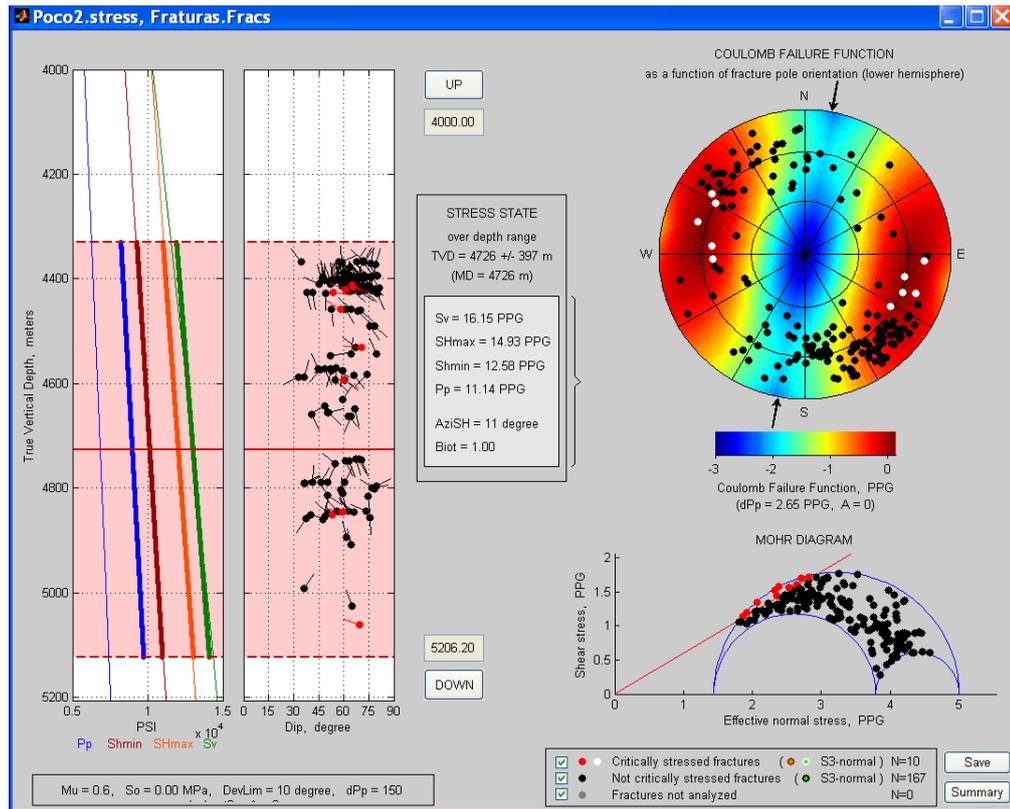


Figura 38: Fraturas plotadas em relação às tensões principais obtidas na construção do modelo geomecânico. Neste caso foi simulada uma injeção de pressão de 150kg/cm<sup>2</sup>. Observe que as fraturas (pontos pretos) não tocam a envoltória de ruptura e ainda estão estáveis, enquanto as fraturas marcadas em vermelho tocam a envoltória, demonstrando que estão criticamente estressadas.

## 6 CONCLUSÃO

Com este trabalho foi reconhecida a importância da delimitação e relevância de um problema numa investigação científica e de sua contextualização dentro de um tema de pesquisa.

Em uma situação normal, as fraturas estariam fechadas. Então, foi feita uma simulação de injeção de pressão para prever a pressão máxima de injeção, quando as primeiras fraturas se abririam e o resultado foi uma pressão de mais 250 kg/cm<sup>2</sup> além da pressão original.

Porém, este resultado deve ser confrontado com dados de rocha e de produção, sobretudo porque carbonatos na diagênese podem modificar potencialmente os resultados. A diagênese considera as zonas de falha como locais para a precipitação de cimento, devido à percolação de fluidos ao longo do tempo geológico, favorecidos pela tendência do aumento da permeabilidade vertical ao longo dos planos de cisalhamento.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Antunes, A.F.; Sá E.F.J.; Souza, A.A.S. & Neto, F.F.L. 2003. Métodos de Análise Estrutural de Perfis de Imagem: Aplicações para o campo de Xaréu na sub-bacia de Mundaú (Bacia do Ceará, NE do Brasil). *In: 2º CONGRESSO DE PETRÓLEO E GÁS, 2003, Brasil.*
- Azevedo, I.C.D.D. & Marques, E.A.G. 2002, Introdução à Mecânica das Rochas. Viçosa, UFV. 192p.
- Finkbeiner, T.; Zoback, M.D.; Stump, B. & Flemings, P. 1998. In situ stress, pore pressure, and hydrocarbon migration in the South Eugene Island Field, Gulf of Mexico, France, Elf Aquitaine Memoir 72, p. 103–110.
- Fisher, Q. J. & Knipe, R. J. 1998. Fault sealing processes in siliciclastic sediments. *In: JONES, G., FISHER, Q. J. & KNIPE, R. J. (eds) Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs. Geological Society of London, Special publication, p. 117-134.*
- Gaarenstroom, L.; Tromp, R. A. J.; de Jong, M. C. & Brandenburg, A. M. 1993. Overpressures in the Central North Sea: implications for trap integrity and drilling safety. *In: PARKER, J. R. (ed) Petroleum of Northwest Europe: Proceedings of the 4th Conference. Geological Society of London, p. 1305-1313.*
- Healy, J.H.; Rubey, W.W.; Griggs, D.T. & Raleigh, C.B. 1968, The Denver earthquakes: Disposal of waste fluids by injection into a deep well has triggered earthquakes near Denver, Colorado. *Science, 161: 1301–1310.*
- Hunt, J.M. 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 74: 1–12.*
- Lima, C.C. 1999. *Expressions topographiques et structurales de l'état de compression généralisée au sein de la plaque sud-américaine.*
- Lima, C.C.; Moraes, A.; Nogueira, M.C.D. & Lavorante, L.P. 2008. Uma metodologia para a avaliação preliminar da pressão máxima de injeção através de aplicativos implementados no sísmo: exemplos dos campos marlim leste, roncadour e barracuda. Rio de Janeiro, CENPES/GEOTEC, p.10-55.
- Militzer, M. A. S. 1973. Einige Beiträge der geophysik zur primatenerfassung im Bergbau. *Neue Bergbautechnik, Leipzig, 3(1): p 21–25.*
- Rocha, L.A.S & Azevedo, C.T. 2009. *Projetos de Poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos.* Rio de Janeiro, Editora Interciência. 262p.

- Stock, J.M.; Healy, J.H.; Hickman, S.H. & Zoback, M.D. 1985. Hydraulic fracturing stress measurements at Yucca Mountain, Nevada, and relationship to the regional stress field. *Journal of Geophysical Research*, 90: 8691-8706.
- Vilela, J. 2010. *Avaliação da Sensibilidade de um Modelo Elastoplástico em Elementos Finitos para a Análise de Estabilidade em poços de petróleo*. Programa de Engenharia Civil da COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 78p.
- Zoback, M.D. & Harjes, H.P. 1997. Injection-induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany. *Journal of Geophysical Research*, 102: 477-491.
- Zoback, M.D. 2007. *Reservoir Geomechanics*, Cambridge, Cambridge University Press. 445p.