

3 CARACTERIZAÇÃO DO MODELO GEOMECÂNICO E SUA INFLUÊNCIA NA DETERMINAÇÃO DO GRADIENTE DE FRATURA.

3.1. Caracterização do modelo geomecânico

O desenvolvimento de um modelo geomecânico de uma determinada área consiste na caracterização do tensor de tensões in-situ (magnitude e direção) atuantes e das propriedades da rocha. Aspectos referentes à geologia estrutural como a existência de falhas, fraturas, domos e presença de tectonismo também devem ser considerados na análise. Deve-se atentar para a história geológica do maciço rochoso, uma vez que as tensões atuantes num determinado elemento são função, não apenas do carregamento atual, mas também da sua trajetória de tensões definida pela história geológica deste maciço.

Para o desenvolvimento do modelo referente às propriedades da rocha, podem-se destacar os seguintes métodos:

- Teste de laboratórios (dados discretos) – testes tri axiais, medições acústicas, teste em cilindro vazado, compressão uniaxial simples (figura 3.1), etc...
- Propriedades mecânicas (dinâmicas) obtidas de correlações com dados de perfis (figura 3.2) – Modulo de elasticidade, Poisson, etc...

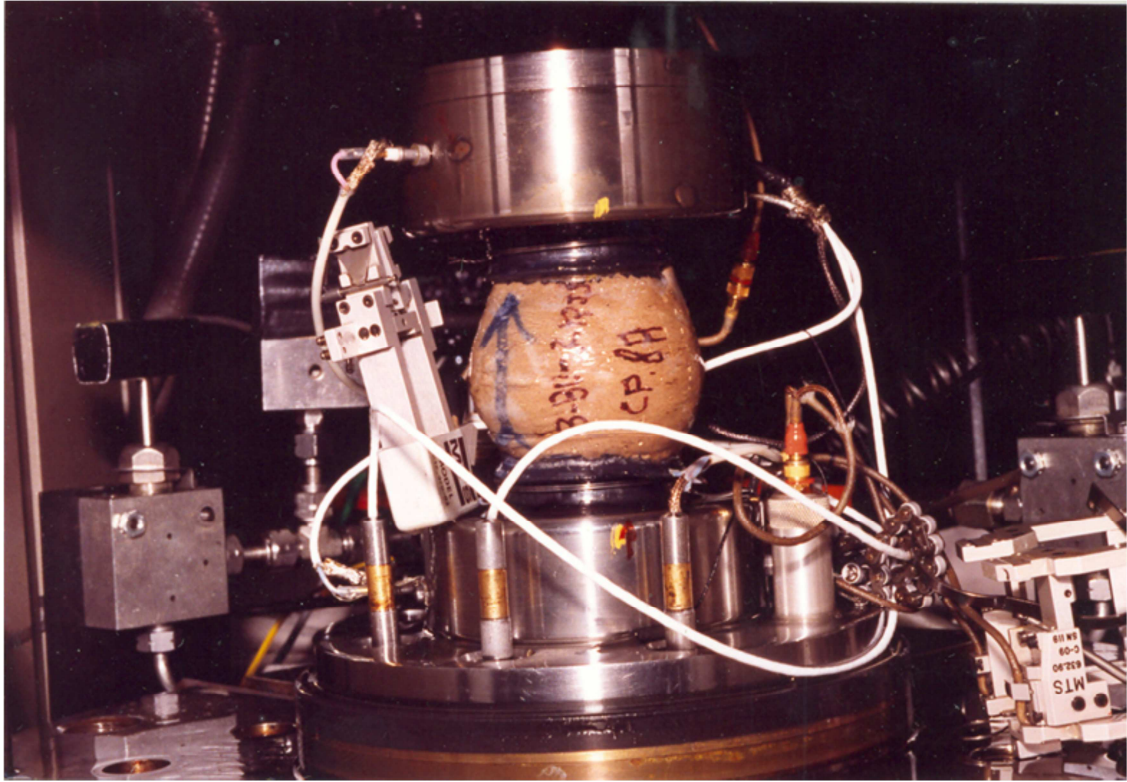


Figura 3-1: Ensaio de compressão uniaxial simples

The figure displays five vertical log panels sharing a common depth axis from 0 to 40 meters. The data series are as follows:

- Tempo de Trânsito (µs/pé):** Shows a curve that starts at approximately 100 µs/pé at the surface and increases to about 200 µs/pé at 3.0 meters depth.
- Resistividade (ohm/m):** Shows a highly resistive zone (above 100 ohm/m) in the upper 10 meters, followed by a more resistive zone (around 10-100 ohm/m) between 10 and 20 meters, and a less resistive zone (around 1-10 ohm/m) below 20 meters.
- Gamma Ray:** Shows a curve that starts at approximately 100 units at the surface and increases to about 250 units at 3.0 meters depth.
- Caliper:** Shows a curve that starts at approximately 15 units at the surface and increases to about 25 units at 3.0 meters depth.
- Densidade (gr/cm³):** Shows a curve that starts at approximately 2.0 gr/cm³ at the surface and increases to about 2.5 gr/cm³ at 3.0 meters depth.

Figura 3-2: Diversos perfis corrido em um poço

Para a determinação completa do tensor das tensões in-situ, necessita-se não só saber as magnitudes, como também as suas direções. Existem vários métodos de laboratório e de campo para a determinação dessas tensões. Alguns fornecem os dois parâmetros, outros apenas um, isto é, a direção ou a magnitude. Porém, em quaisquer dos casos, os resultados são pontuais, ou seja, restritos a uma profundidade e formação, limitando o uso dessas informações para o cálculo do gradiente de fratura que precisa ser feito ao longo de toda a trajetória do poço. O uso de poços de retroanálise, através de levantamentos de eventos (faturamento hidráulico, breakout) ocorridos nesses poços, que justifiquem ajustes nos limites do gradiente de fratura, são utilizados na correção dos valores das tensões in-situ ajudando na questão de falta de informação ao longo do poço.

Para a determinação do modelo de tensões “in-situ” pode-se destacar as seguintes metodologias:

- Determinação da tensão de sobrecarga – Integral do perfil de densidade da coluna litológica.
- Determinação da magnitude da tensão horizontal mínima – Medição da pressão de fechamento, *Leak Off Test*.
- Determinação da magnitude da tensão horizontal máxima – retroanálise de um evento de falha por cisalhamento ou fraturamento.
- Determinação da orientação da tensão horizontal – Obtido em análise de perfil de imagem (*breakout* ou fratura induzida)
- Determinação da pressão de poros – Dados de registros (poços de correlação) e análise de perfis acústicos.

De modo a simplificar a questão da definição do estado de tensões, a hipótese básica mais utilizada nos estudos é a de que o plano horizontal é um plano principal, ou seja, a tensão vertical é uma tensão principal e as outras duas tensões principais são horizontais. Esta hipótese decorre da suposição de que, na ausência de grandes esforços tectônicos, a tensão principal vertical seja o peso das camadas de rochas sobrejacentes.

3.1.1. Determinação da tensão vertical

A tensão vertical total é, então, expressa pela seguinte equação.

$$\sigma_v = \int \gamma dh \quad \text{ou} \quad \sigma_v = \sum \gamma \Delta h \quad (3.1)$$

onde:

γ = peso específico da formação

h = profundidade vertical

A tensão vertical total é obtida pela integração do perfil densidade, ou através da porosidade do perfil sônico multiplicada pela densidade da matriz. Ressalte-se que esta hipótese só é totalmente válida se as camadas forem horizontais e não existam outros tipos de perturbação.

3.1.2. Estimativas iniciais do estado de tensão in-situ horizontal

Existe uma relação entre a tensão de sobrecarga e as tensões horizontais. A sobrecarga litostática gera uma deformação axial na rocha e, a depender das condições de contornos laterais, irá fornecer também uma deformação horizontal, que é função do coeficiente de Poisson (ν).

Considerando o modelo poroelástico linear e aplicando-se a lei de Hooke generalizada para o caso de deformação lateral nula, obtém-se a seguinte expressão:

$$\sigma_h = \sigma_H = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) \sigma_v \quad (3.2)$$

onde:

σ_h = tensão principal efetiva horizontal menor

σ_H = tensão principal efetiva horizontal maior

σ_v = tensão principal efetiva vertical

ν = coeficiente de Poisson

Essa expressão representa apenas a parcela da tensão horizontal referente à sobrecarga. Para áreas tectonicamente ativas, com a presença de domos ou outras

anomalias geológicas, deve-se acrescentar o termo correspondente à influência do tectonismo. Tensões termicamente induzidas, provenientes de agentes externos, que resultem na variação de temperatura da rocha, também devem ser incorporadas ao modelo.

De modo geral, a influência do tectonismo cria um estado de tensões anisotrópico em relação às duas tensões horizontais, diferente do que se é esperado ao considerar apenas a influência da sobrecarga.

3.1.3. Uso do fraturamento hidráulico no processo de modelagem das tensões in-situ

O método consiste no aumento da pressão de fluido no interior do poço por intermédio do bombeamento, cuja finalidade principal é abrir fraturas, conectando outras já existentes ou aumentando a porosidade efetiva da rocha, permitindo maior produção de petróleo. Como subproduto deste processo obtém-se o registro de pressões, podendo-se retirar dados importantes, não só as magnitudes das tensões, como também a resistência à tração da rocha.

O fraturamento ocorre com bombeamento de fluido a vazão constante e consequente incremento de pressão linear com o tempo (para um volume de poço fixo). No momento em que ocorre a não linearidade neste acréscimo de pressão contra o tempo, determina-se o ponto conhecido como LOP (*Leak off point*). Neste momento ocorre a inicialização do fraturamento hidráulico com pequena perda de fluido para a formação. A partir desse ponto, o acréscimo de pressão devido ao incremento do volume (bombeamento de fluido) ocorre de forma menos gradual até se atingir o ponto de quebra da formação, *formation breakdown pressure* (FBP). Esse ponto é caracterizado pela propagação instável da fratura, onde o fluido proveniente do poço flui para dentro da fratura de forma mais rápida que a bomba pode suprir, ocorrendo uma queda do nível estático e uma redução na pressão em frente à fratura. Neste nível de pressão mais baixo e com a continuidade do bombeamento de forma constante chega-se à “pressão de propagação da fratura”, que é a pressão necessária para que ocorra a extensão da fratura para longe do poço.

Logo após a interrupção do bombeio, mas ainda com as válvulas fechadas, determina-se a “pressão de fechamento instantâneo” ISIP (*Instantaneous Shut-In*

Pressure). O decaimento da pressão continua sendo medido para se observar a “pressão de fechamento da fratura” FCP (*Fracture closure pressure*). O ciclo termina com a abertura das válvulas para a atmosfera (Zoback, 2010), conforme demonstrado pela figura 3.3 abaixo:

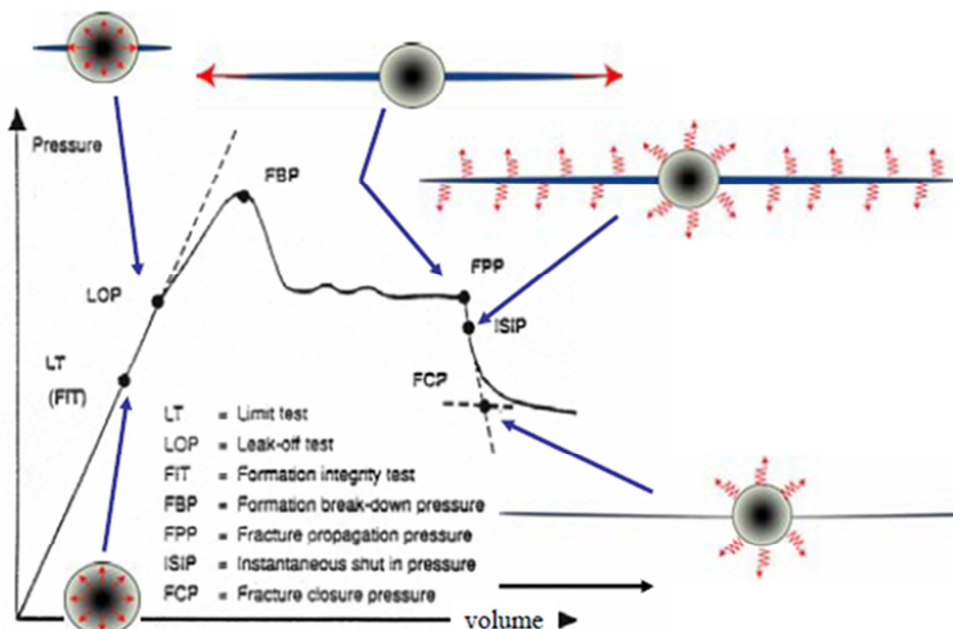


Figura 3-3: Carta típica de fraturamento hidráulico (Zoback, 2010)

Onde:

FIT = Teste de integridade da formação;

LOP = Ponto de Leak-off ;

FBP = Pressão de quebra da formação;

FPP = Pressão de propagação da fratura;

I.S.I.P = Pressão de fechamento instantâneo;

FCP = Pressão de fechamento;

Quando a menor tensão in-situ se situa na direção vertical e as fraturas são formadas entre os *Packers* (borracha de vedação) ocorre à geração de fraturas vertical na parede do poço (Haimson&Fairhurst,1970), e posteriormente com a propagação dessa fratura ela irá girar para um plano horizontal e se propagará perpendicular a tensão de menor magnitude, conforme pode ser observado na figura 3.4 (Walters, 1989).

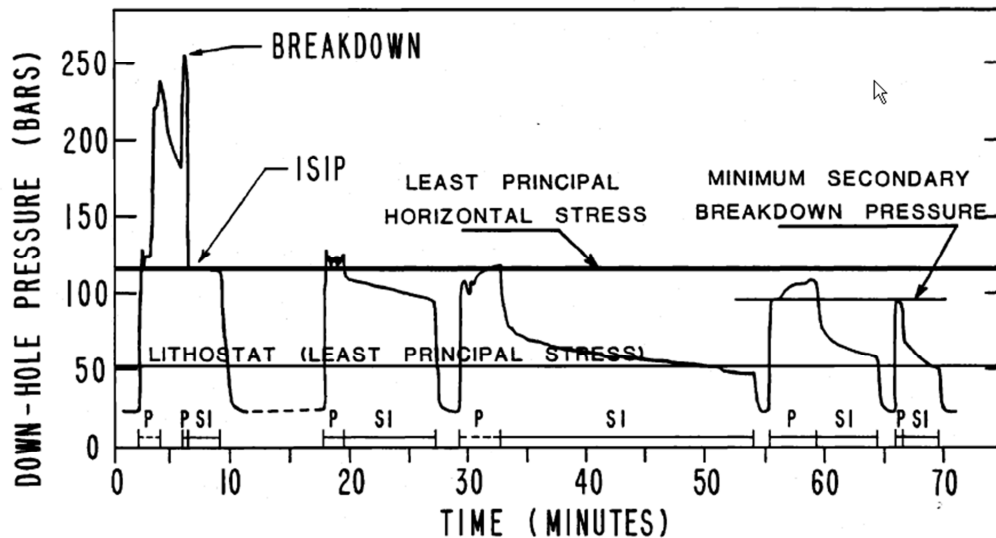


Figura 3-4: Carta de fraturamento hidráulico em San Ardo, Califórnia (Zoback & Pollard, 1978).

3.1.3.1.

Resistência à tração obtida pelo faturamento hidráulico

Para se obter o valor da resistência a tração da rocha, é necessário que seja realizado um segundo ciclo de carregamento. O valor é calculado pela diferença da pressão de quebra e a pressão de reabertura da fratura, já que a única diferença entre a situação original seria este esforço.

3.1.3.2.

Magnitude da tensão horizontal mínima (σ_h) obtida pelo faturamento hidráulico

Hubbert e Willis mostraram que uma fratura induzida num poço vertical irá sempre se propagar perpendicularmente à direção da tensão horizontal mínima, mesmo em regiões com fraturas pré-existentes. Isto se deve ao fato de que esta configuração requer menos energia para o processo de propagação da fratura, razão pela qual permite o uso do faturamento hidráulico para medições da tensão horizontal mínima.

A pressão de propagação da fratura é uma aproximação do valor da tensão horizontal mínima (Hamimson & Fairhurst, 1968), porém valores ainda mais realísticos podem ser obtidos após a pressão instantânea de fechamento (ISIP), uma vez que no momento em que se cessa a bomba, toda pressão associada à

perda de carga é eliminada (Aadnoy&Chenevert ,1987). Com o desligamento da bomba, deve-se identificar a pressão na qual ocorre o fechamento total da fratura denominado de pressão de fechamento (*closure pressure*). Essa é a melhor estimativa para a tensão horizontal mínima. A pressão de fechamento pode se apresentar com valores acima da tensão horizontal mínima, dependendo de fatores como: viscosidade do fluido, vazão de bombeio e extensão do *leak-off* para a formação. Sendo assim seu valor representa um limite superior da tensão horizontal mínima. A figura 3.5 abaixo ilustra as três pressões ao longo do tempo.

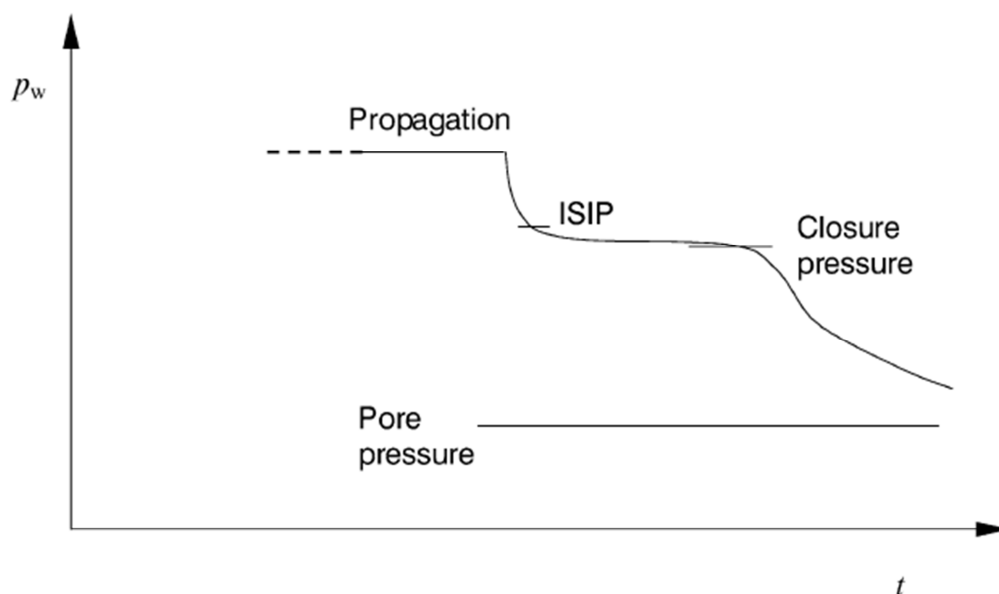


Figura 3-5: Variação da pressão ao longo do tempo num fraturamento hidráulico, desde a pressão de propagação até a pressão de fechamento.

A identificação acurada da pressão de fechamento pode não ser fácil uma vez que o processo ocorre de forma gradual e não instantâneo. Para auxiliar no processo de identificação dessa pressão diversos métodos gráficos foram propostos dentre eles a (raiz quadrada do tempo, pressão em log x tempo em log etc). Um exemplo da queda de pressão plotada pela raiz quadrada do tempo é apresentado pela figura 3.6.

A curva de decaimento de pressão apresenta uma tendência, até o momento do seu fechamento, que pode ser aproximada por um *trend*, ocorrendo um desvio em relação a esse no momento do fechamento da fratura (pressão de fechamento).

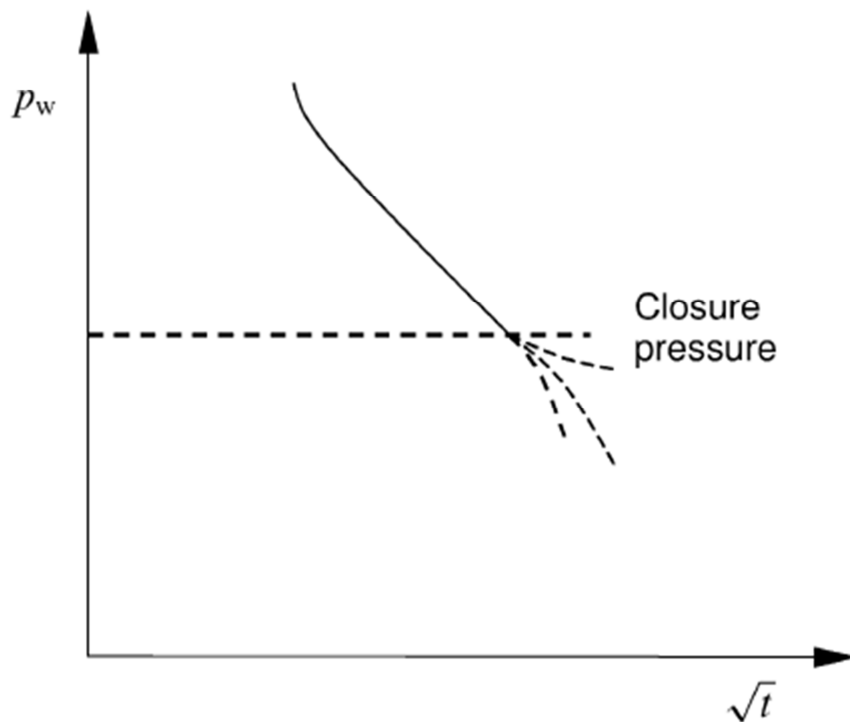


Figura 3-6: Identificação da pressão de fechamento pelo método gráfico da raiz quadrada do tempo

3.1.3.3.

Magnitude da tensão horizontal máxima (σ_H) obtida pelo faturamento hidráulico

Pode-se obter o valor da maior tensão horizontal apenas indiretamente, através de equações do estado de tensões do modelo escolhido. Ainda segundo (Haimson, 1978), ela pode ser avaliada para fraturas verticais no momento da realização do fraturamento (P_b) pela seguinte equação:

$$P_b = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + RT \quad (3.3)$$

onde:

P_b = pressão de quebra;

RT = resistência à tração da rocha;

P_p = pressão de poros;

σ_h = menor tensão efetiva horizontal;

σ_H = maior tensão horizontal efetiva.

O valor da resistência à tração é obtido por meio de ensaio de laboratório ou do próprio fraturamento. O valor da menor tensão é sabido do fraturamento;

Existe um grande debate em relação ao uso dessa metodologia para se determinar o valor da tensão horizontal máxima. A grande questão colocada no trabalho de Zoback&Pollard (1978) é a dificuldade de se detectar a inicialização da fratura durante a pressurização devido ao grande volume envolvido. Ainda segundo estes autores, o valor da Pressão de quebra (P_b) representa o momento de propagação instável da fratura e o início do fraturamento pode ter ocorrido a qualquer pressão abaixo desta.

3.1.3.4.

Direção das tensões horizontais obtida pelo fraturamento hidráulico

Os azimutes das tensões horizontais podem ser obtidos através da utilização de um *Packer* (borracha de vedação) que possa ser impressa, ou seja, que fique marcado com o traço da fratura gerada na parede do poço. Como a fratura é gerada no plano em que atua a menor tensão, o traço da fratura indicará a direção da tensão máxima, ao passo que a direção da menor tensão estará defasada de 90° graus. Nas operações de fraturamento hidráulico em poços revestidos não se pode obter as direções das tensões horizontais principais (Haimson ,1978).

3.1.4.

Magnitude da tensão horizontal mínima (σ_h) obtida por Mini-Frac e Teste de injetividade.

No processo de *Mini-Frac* e teste de injetividade, realiza-se o fraturamento da formação, com a injeção de pequenas quantidades de fluido, da ordem de 20 m³ (vinte metros cúbicos) para o *Mini-Frac* de 8 m³ a 16 m³ para o teste de injetividade. No caso do fraturamento hidráulico, esses valores podem ultrapassar os 1000 m³ (mil metros cúbicos). Os testes são realizados antes do fraturamento habitual para se obter uma idéia de parâmetros de pressão de fechamento (Tensão horizontal mínima), perda de fluido, etc... que serão importantes no desenvolvimento do fraturamento hidráulico. A figura 3.7 abaixo apresenta a

orientação, em relação às tensões in-situ, de uma fratura induzida proveniente de Micro fraturamento a poço aberto.

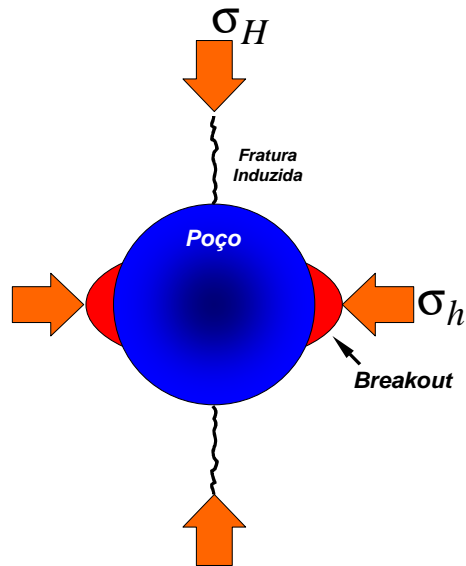


Figura 3-7: Micro fraturamento em poço aberto.

3.1.5.

Método das deformações inelásticas recuperáveis:

A determinação do estado de tensões in-situ faz-se a partir da análise de deformações de testemunhos orientados, tal como o método das deformações anelásticas recuperáveis (*Anelastic Strain Recovery*,. *ASR*) (Warpinski&Teufel ,1984).

O método ASR se baseia na hipótese de que o testemunho, retirado das condições de confinamento do fundo de poço, irá se deformar inelasticamente na mesma proporção do alívio de tensões. Este método, normalmente utilizado em conjunto com o microfraturamento, pode apresentar problemas se o tempo entre o corte do testemunho e o início das medições for grande, pois a maior parte das deformações poderá já ter ocorrido. Este método tem apresentado resultados compatíveis com os de medição direta (Microfrac) e na comparação com outros métodos.

3.1.6.

Método do polígono de tensões

Segundo o estudo realizado por Zoback e Helay (1984), o estado de tensão da crosta terrestre se encontra em um equilíbrio governado pela resistência ao atrito das fraturas pré-existentes.

A resistência ao atrito das fraturas foi estimada primeiramente em experimentos de laboratório por Byerlee (1978), obtendo-se resultados variando de $0.6 \leq \mu \leq 1.0$. Posteriormente, estes mesmos valores foram encontrados em resultados de campo por Zoback & Townend (2001)

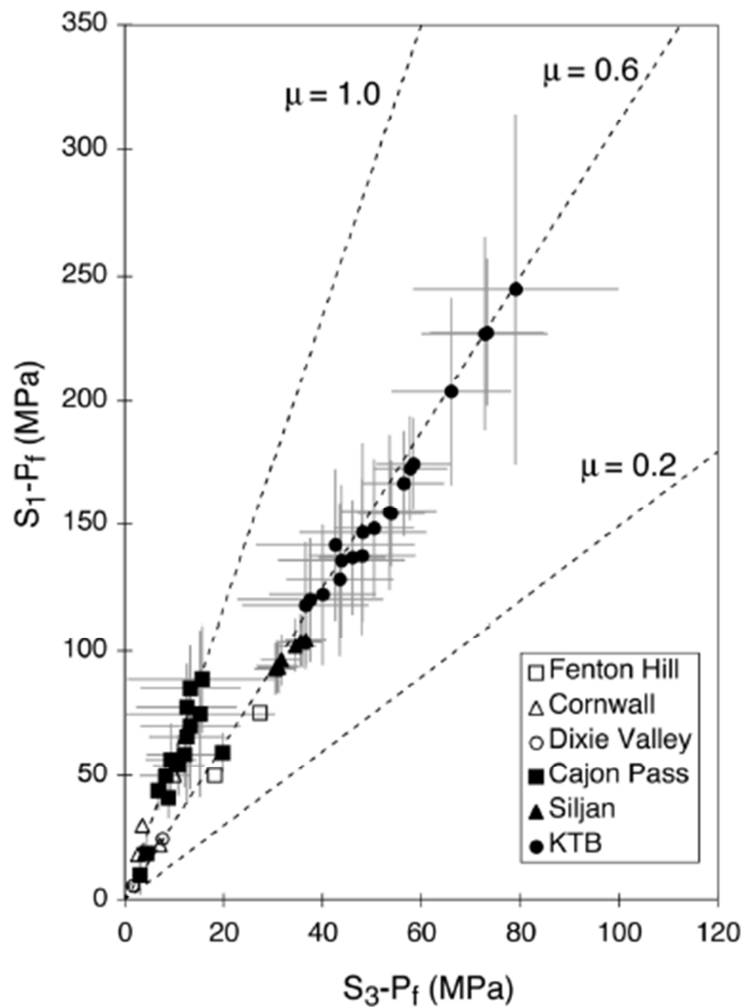


Figura 3-8: O atrito interno da rocha de seis poços do trabalho de campo de Zoback & Townend (2001) com resultados compatíveis a solução apresentada por Byerlee (1978)

A figura 3.8 acima apresenta dados de estudo de campo realizado para seis poços por Zoback & Townend (2001) que apresentam resultados do valor de coeficiente de atrito interno compatível com a solução apresentada Byerlee (1978).

As equações abaixo (3.4), (3.5), (3.6), apresentadas por Jaeger e Cook (1979) utilizam a resistência ao atrito da rocha para determinar os limites aceitáveis de tensão antes que ocorra o escorregamento da falha, assumindo a coesão nula no plano de falha e o critério de ruptura por Mohr-Coulomb.

$$\text{Falha Normal: } \frac{s_v - P_p}{S_h - P_p} \leq \left[(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu \right]^2 \quad (3.4)$$

$$\text{Falha Reversa: } \frac{SH - Pp}{Sv - Pp} \leq \left[(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu \right]^2 \quad (3.5)$$

$$\text{Falha Transcorrente: } \frac{sH - Pp}{Sh - Pp} \leq \left[(\mu^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + \mu \right]^2 \quad (3.6)$$

A combinação dos três regimes de falhas citados acima possibilita a construção do “polígono de tensões” figura 3.9 que define uma relação entre as tensões principais.

$$f(\mu) = \left(\sqrt{\mu^2 + 1} + \mu \right)^2$$

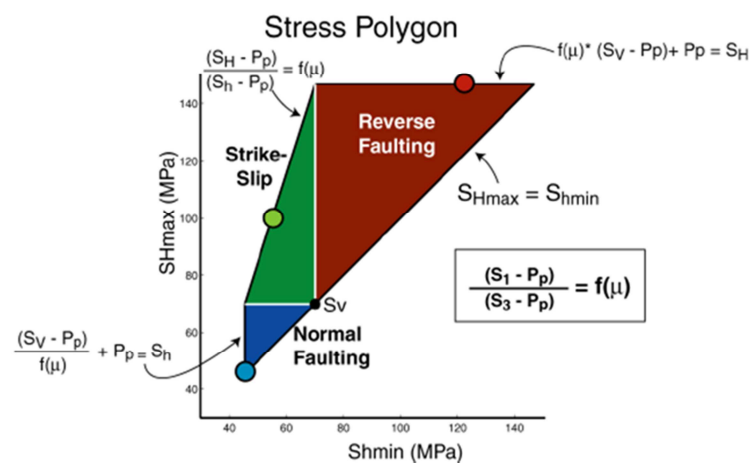


Figura 3-9: Figura esquemática do polígono de tensões (Zoback & Townend, 2001)

3.1.6.1.

O uso de eventos de breakouts na estimativa da magnitude da tensão horizontal máxima

O *breakout* por ser uma falha com origem no cisalhamento pode ser analisado pelo critério de ruptura de *Mohr-Coulomb*.

Critério de ruptura *Mohr-Coulomb*:

$$\sigma_1 = UCS + \sigma_3 \left(\frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \right) \quad (3.7)$$

Onde,

UCS = resistência à compressão simples;

σ_1 = maior tensão atuante;

σ_3 = menor tensão atuante;

ϕ = ângulo de atrito interno;

Nesse caso para que ocorra o *breakout* é necessário que seja violado o critério de *Mohr-Coulomb*, ou seja, deve-se encontrar na expressão acima os valores de tensões (mínima e máxima) para uma determinada rocha (ângulo de atrito e resistência à compressão) que satisfaça a trajetória de tensões imposta pela equação (3.7).

Na ocorrência do *breakout* a tensão radial (σ_r) representa a menor tensão atuante (σ_3) na parede do poço, essa pode ter sua origem num peso de fluido de perfuração subdimensionado ou de um evento operacional que instantaneamente cause uma redução de pressão localizada. A tensão tangencial (σ_θ) aparece na equação como a maior tensão atuante (σ_1).

Aplicando o critério de *Mohr-Coulomb* a essas condições de contorno tem-se:

$$\sigma_\theta = UCS + \sigma_r \left(\frac{1 + \sin(\phi)}{1 - \sin(\phi)} \right) \quad (3.8)$$

Onde,

σ_θ = representa a tensão tangencial no momento da ruptura;

σ_r = representa a tensão radial no momento da ruptura;

Na solução da equação (3.8) acima é importante notar que o valor da tensão tangencial (σ_θ) varia de forma senoidal com o ângulo teta (θ) ao redor do poço,

logo a equação acima será satisfeita a partir de um valor de tensão tangencial (σ_θ) mínima correspondente a uma determinada posição na parede do poço (ângulo teta (θ)). Esse ângulo pode ser obtido através das análises das aberturas dos *breakouts*.

Essas análises tornam-se possíveis uma vez que:

- 1) O evento de *breakout* se inicia no ponto de maior compressão, ou seja, na direção da tensão horizontal mínima.
- 2) O ângulo teta (θ) ao redor do poço é definido a partir da direção da tensão horizontal máxima.
- 3) As duas tensões, mínima e máxima, formam um ângulo de noventa graus (90°).

A partir das definições acima se consegue com a utilização do valor de abertura do *breakout* (θ_{bk}), através da equação (3.9) abaixo, conforme ilustrado pela figura 3.10, determina o valor do ângulo teta (θ).

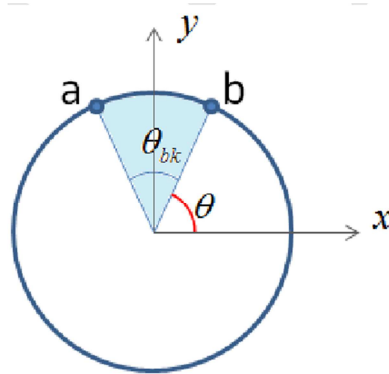


Figura 3-10: ilustração do ângulo e orientação do breakout

$$\theta = 90^\circ - \frac{\theta_{bk}}{2} \quad (3.9)$$

Com o valor do ângulo teta (θ) já fixado, definindo dessa forma o valor da tensão tangencial mínima responsável pelo *breakout*, reescreve-se a equação (3.8)

acima de modo que a tensão horizontal máxima (presenta na equação da tensão tangencial) representa a única incógnita, conforme equações (6.3) e (6.4).

3.1.7.

Uso de Teste de Leak-off test e Leak-off test estendido na determinação da tensão horizontal mínima

O teste de *leak-off* é realizado durante a perfuração na formação abaixo da sapata com o objetivo de identificar a pressão máxima a qual a fase seguinte suporta, sem que ocorra o fraturamento ou perda de fluido para a formação.

Da mesma forma que no fraturamento hidráulico, o processo se dá pela injeção de certo volume de fluido a uma taxa constante (50-250 l/min) de modo a provocar o acréscimo de pressão dentro do poço.

O acompanhamento é realizado através de um gráfico de (pressão x volume injetado) de forma a possibilitar o monitoramento do incremento de pressão com o tempo. Essa variação se apresenta linear até o momento do início de perda de fluido para a formação. Nesse instante é verificada uma mudança no padrão do incremento de pressão e, conseqüentemente, a sua não linearidade, o que permite obter o ponto de *Leak-off test*, encerrando-se o teste.

A leitura no gráfico do exato ponto onde ocorre o início da perda de pressão *Leak-off* esta sujeito a interpretações do operador, uma vez que a perda de pressão pode ocorrer de forma sutil. Aspectos operacionais como desempenho do equipamento, taxa de bombeio, existência de canais na cimentação etc, são responsáveis por uma variação na forma do gráfico, dificultando a padronização da leitura do *Leak-off point*.

Se o teste for finalizado logo após se detectar o *Leak-off point*, é possível que a fratura gerada seja muito curta e, mesmo que a fase de *shut-in* seja registrada, a pressão lida superestimar o valor da tensão horizontal mínima, conforme observado na figura 3.11.

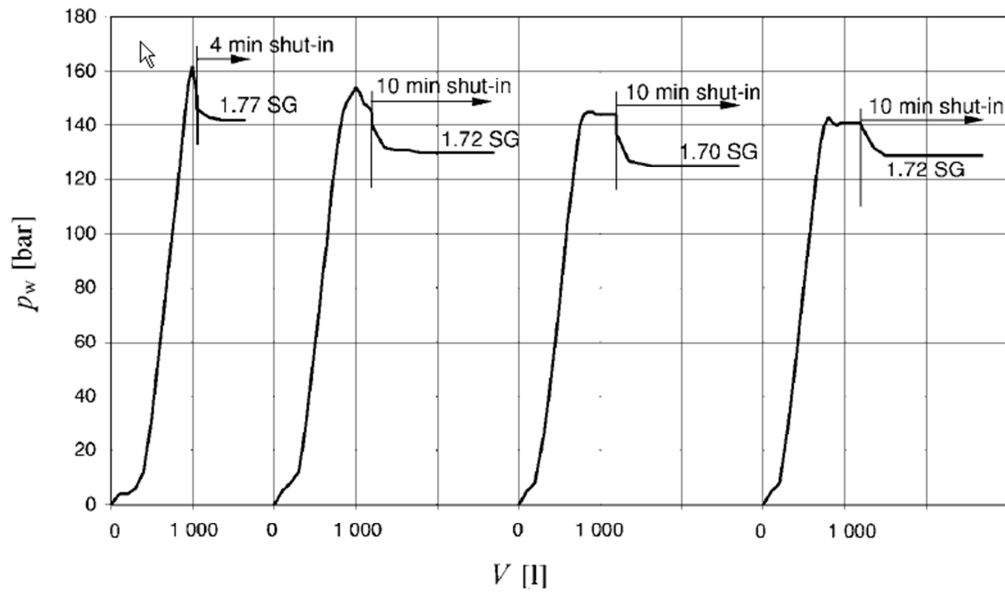


Figura 3-11: Influência na variação do procedimento do “Leak-off teste” no valor da tensão horizontal mínima (Raaen & Brudy, 2001)

Uma vez que o teste de *leak-off* não tem por objetivo a determinação da tensão horizontal mínima, a utilização do seu resultado para este fim deve ser realizado quando da inexistência de dados melhores como os de fraturamento. Neste caso, deve-se procurar trabalhar com o maior número de dados possíveis de *leak-off*, sendo a aproximação da tensão horizontal mínima representada pelo limite inferior desta população (Fjaer, 2008)

No teste de *Leak-off* estendido, o bombeamento de fluido não cessa após a determinação do *Leak-off point*, levando-se a pressão a valores que ultrapassam o ponto de quebra da formação. Num processo ideal para a determinação da tensão horizontal mínima, o bombeamento deveria continuar até a propagação estável da fratura.

3.1.8. Uso do perfil de imagem na determinação da direção das tensões horizontais

A identificação da orientação das tensões horizontais principais baseia-se na possibilidade da ocorrência de falha de (compressão ou de tensão) na parede do poço.

Os *breakouts* são originados por falhas de compressão pelo uso de um fluido de perfuração com pressão insuficiente para formação e ocorre na direção da tensão horizontal mínima.

A fratura hidráulica (falha por tração) é originada ao se exceder o limite superior de pressão da formação. Essas são formadas na direção da tensão horizontal máxima para casos de poços verticais.

Para se determinar a direção das tensões horizontais são realizadas buscas nos perfis de imagem corridos nos poços da região, a fim de se identificar ocorrências de *breakouts* e fraturamentos hidráulicos (figura 3.12).

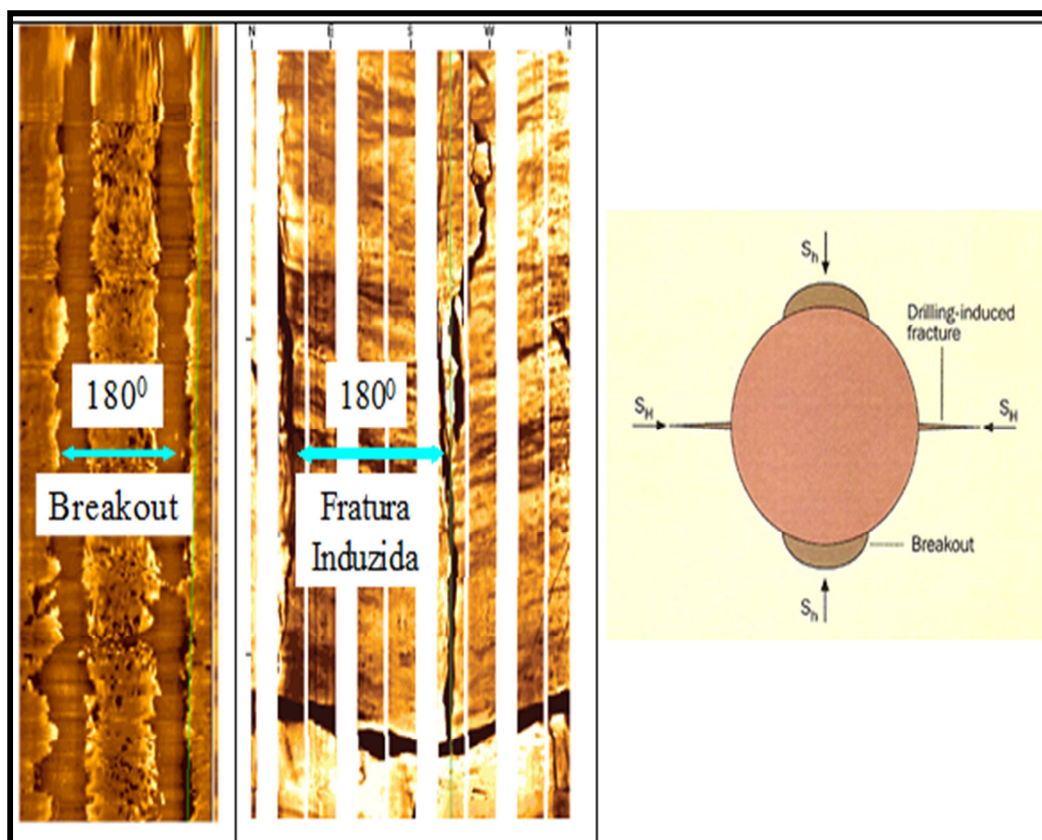


Figura 3-12: Perfil de imagem com ocorrências de Breakout e fratura induzida (Apresentação Petrobras)

3.1.9. Efeito da depleção na magnitude das tensões horizontais in-situ

Ao se realizar o estudo do modelo geomecânico, deve-se considerar o efeito da depleção na variação das tensões in-situ.

Em um meio isotrópico, poroso, elástico, com espessura finita e extensão infinita, e sendo a tensão horizontal resultante exclusivamente da carga gravitacional, pode-se correlacionar a tensão vertical com a lateral pela equação (3.10). Ao derivarmos os dois lados da equação (3.10) em função da pressão de poros chega-se à equação (3.11), que correlaciona através dos parâmetros de Biot (α) e do coeficiente de Poisson (ν) a variação da pressão de poros (depleção) com a variação na tensão horizontal mínima e máxima (σ_h).

Assumindo que a sobrecarga é referente ao peso total das camadas sobrejacentes é esperado que o seu valor não se altere com a ocorrência da depleção (Aadnoy, 1991):

$$\sigma_{Hor} = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \cdot \sigma_v + \alpha Pp \left(1 - \frac{\nu}{1-\nu} \right) \quad (3.10)$$

$$\Delta\sigma_{Hor} = \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) \Delta Pp \quad (3.11)$$

Onde:

α = coeficiente de Biot.

ν = Poisson's ratio.

$\Delta\sigma_{Hor}$ = Tensão horizontal mínima e máxima.

Pp = Pressão de poros.

σ_v = Sobrecarga.

A aplicação dessa correção no modelo deve ser feita de forma consistente com a própria geração do modelo. Como a correção acima não assume a influência de ações tectônicas na modelagem da tensão horizontal, o mesmo critério deve ser adotado para no momento da criação do modelo original da tensão horizontal.

Em relação ao uso dessas informações para construção de poços, que são eventos pontuais, a grande preocupação é a incerteza referente ao real valor da depleção ao longo da trajetória do poço. Pelo fato do reservatório ser heterogêneo, a sua depleção não ocorre de forma homogênea e, em muitos casos, existe a

manutenção da pressão em certas regiões. Formações diferentes, como folhelhos e arenitos, tendem a apresentar depleção em espaço de tempo totalmente distinto.

De modo geral, a depleção e, conseqüentemente, a diminuição da magnitude da tensão horizontal mínima, ocasionará a redução do valor do gradiente de fratura. Ou seja, é provável que poços perfurados em um reservatório no início de sua produção não apresentem evidências de perda de fluido para a formação, e poços construídos no mesmo reservatório, depois de ocorrido um processo de depleção, tenham sérios problemas relacionados à perda de circulação ou, eventualmente, sejam impossíveis de se construir.

A equação (3.12) ilustrada pela figura (3.13), apresenta a variação da pressão de fratura para um poço vertical, perfurado num estado isotrópico de tensões, (Aadnoy & Chenevert, 1987) e (Aadnoy, 1988)

$$\Delta_{P_{wf}} = \frac{1-3\nu}{1-\nu} \Delta_{p_o} \quad (3.12)$$

Onde:

$\Delta_{P_{wf}}$ = variação na pressão de fratura;

Δ_{p_o} = variação da pressão de poros;

ν = coeficiente de Poisson;

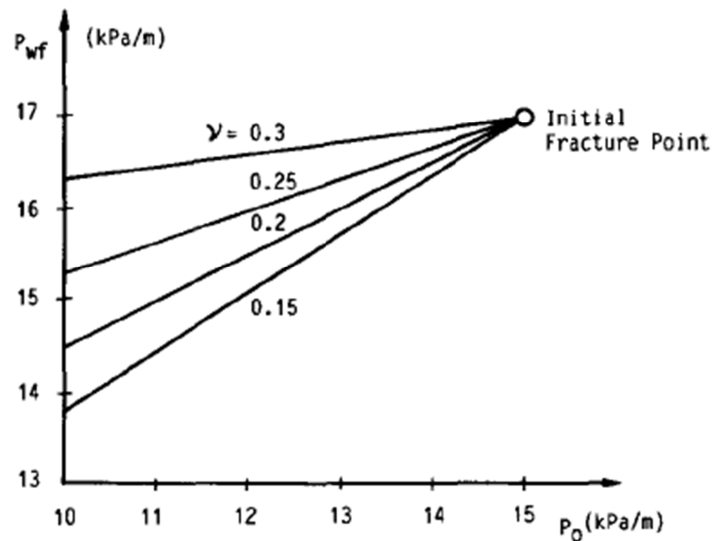


Figura 3-13: Redução na pressão de fratura com depleção para diferentes valores de coeficiente de Poisson (De Bree P, Walters, 1989).

3.2.

Importância do modelo geomecânico na caracterização do gradiente de fratura (limite superior de pressão)

As equações que governam o gradiente de fratura (limite superior de pressão) estão diretamente relacionadas ao modelo geomecânico, uma vez que estas são descritas em função das tensões principais. Qualquer pequena variação na magnitude e/ou direção das tensões principais irá modificar o valor estimado para o gradiente de fratura.

Apesar de existirem diversas metodologias para se estimar as tensões in-situ, nem todas possuem o mesmo grau de precisão. Informações como dados de *Leak-off test* se apresentam de forma mais abundante, sendo mais fácil a sua obtenção, quando comparados aos dados de faturamento, estes mais restritos. Porém as informações provenientes de LOT trazem consigo um alto grau de incerteza, interferindo na determinação do modelo. Já os dados de fraturamento são mais confiáveis para a determinação da tensão in-situ.

Vem crescendo na indústria do Petróleo a conscientização da importância da coleta de dados para a construção de modelos geomecânico que sejam provenientes de testes específicos para esse fim. Atualmente, muitos destes dados são obtidos de forma indireta, ou seja, de testes realizados tendo em vista outros objetivos, cujo subproduto são os valores de tensões in-situ.

O erro inserido no valor estimado como limite superior de pressão proveniente de um modelo de geomecânico pobre deve ser sempre atentado, uma vez que é impossível garantir a exatidão do modelo.

Além das incertezas descritas no item 2.2.1, deve-se acrescentar na análise de limite superior de pressão a incerteza associadas ao modelo geomecânico.