

## 4

# MÉTODOS PARA SE DETERMINAR O GRADIENTE DE FRATURA (LIMITE SUPERIOR DE PRESSÃO).

Os modelos propostos para determinação do gradiente de fratura (limite superior) seguem dois grandes grupos. O primeiro, classificado como “Tensão Mínima”, assume que ocorrerá perda de circulação quando a pressão no interior do poço exceder o valor da tensão horizontal mínima. O segundo grupo, denominado de “Tensão tangencial”, que se baseia em soluções analíticas de tensões ao redor do poço, e propõem que, ao vencer este nível de tensões, a rocha na parede do poço passa de um estado de compressão a um de tração, dando início ao processo de inicialização da fratura, que pode resultar na perda de fluido para a formação.

### 4.1. Método da “Tensão Mínima”

#### 4.1.1. Conceito do método da Tensão Mínima

O método da tensão mínima assume que a perda de fluido irá ocorrer quando a pressão interna do poço se igualar a tensão horizontal mínima. Esta linha de raciocínio é aplicada quando na modelagem do problema assume-se a existência de uma fratura na parede do poço, fazendo com que os efeitos de concentração de tensão (“Tensão tangencial”) atuando nas imediações do poço possam ser ignorados. A figura 4.1 abaixo ilustra o valor da “Tensão tangencial” em relação à distância do poço. Observa-se que ocorre o decaimento desse valor ao se afastar do centro do poço, denotando que em aproximadamente 04 (quatro) raios do poço o valor da concentração de tensão se aproxima do da tensão horizontal mínima.

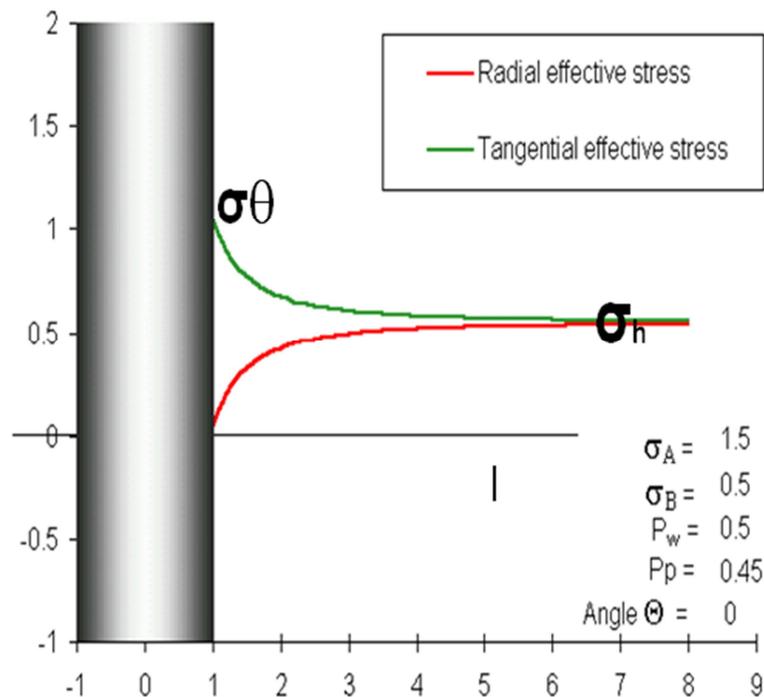


Figura 4-1: Tensão tangencial e radial x distância do poço (Fjaer,2008)

Ao se adotar a metodologia da “Tensão horizontal mínima” como gradiente de fratura (limite superior de pressão), passa-se a trabalhar a favor da segurança em relação a problemas relacionados à perda de circulação, uma vez que tal modelo despreza a parcela referente ao incremento da tensão tangencial ao redor do poço. Por outro lado, a redução desse limite estreita a Janela Operacional, podendo inviabilizar um projeto ou aumentar consideravelmente o número de revestimentos, encarecendo o custo de construção do poço, já que o valor do gradiente de fratura (limite superior de pressão) serve como base para o cálculo da quantidade de revestimento necessário num projeto de poço.

Como existe a possibilidade de se encontrar fratura na parede do poço, seja ela natural ou induzida no processo de perfuração, muitos projetos são desenvolvidos considerando esta metodologia, mesmo com a existência do contratempo mencionado acima.

#### 4.1.2. Métodos propostos para “Tensão Mínima”

Todos os métodos considerados nesse trabalho baseiam-se na equação de Hubbert&Willis (1957) apresentada abaixo:

$$FG = K (Ovb - PP) + PP \quad (4.1)$$

Onde,

FG = Gradiente de fratura;

Ovb = Gradiente de sobrecarga;

K = relação de estresses;

As diferenças entre os métodos estão associadas à maneira pela qual o valor de K é avaliado.

#### **4.1.2.1. Método de Hubbert & Willis (1957)**

Hubbert & Willis (1957) adotaram a seguinte correlação para o valor de K:

$$K = \frac{(1 - \sin \phi)}{(1 + \sin \phi)} \quad (4.2)$$

Onde,

$\phi$  = ângulo interno de atrito (nos trabalhos apresentados por ele assumiu-se o valor de 30°, resultando num valor de K= 0.33);

#### **4.1.2.2. Método de Eaton (1969)**

O método de Eaton (1969) baseou-se na teoria da elasticidade, avaliando K como a razão entre as tensões horizontal e vertical, para uma deformação lateral nula.

$$K = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (4.3)$$

O valor de K de 0.33 obtido por Hubbert&Willis pode ser encontrado usando na equação (4.2) um valor do coeficiente de Poisson ( $\nu$ ) de 0.25.

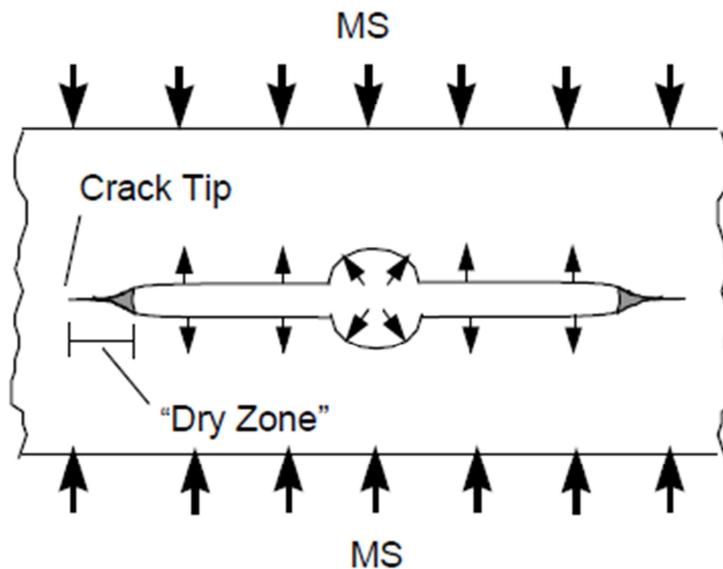
Valores do coeficiente de Poisson ( $\nu$ ) calculados através de dados de velocidade compressional e cisalhante podem ser significativamente altos, em particular no caso de folhelhos, uma vez que são rochas saturadas e de baixa permeabilidade que, submetidas a solicitações dinâmicas, podem se comportar como incompressíveis ( $\nu = 0.5$ ). Assim, o coeficiente de Poisson ( $\nu$ ) determinado dinamicamente pode em certos casos levar a resultados bastante questionáveis do ponto de vista da geomecânica dos materiais envolvidos.

#### 4.1.3.

#### **Método do "Leak off test" (Considerações do uso do valor obtido no "Leak off test" adotada como gradiente de fratura)**

Como mencionado no item (3.1.8) o *Leak-off test* (LOT) não é um teste com o objetivo de se estimar a tensão horizontal mínima, porém o seu resultado vem sendo usado na indústria do petróleo como uma estimativa desta tensão e adotado como gradiente de fratura. Estudos mostram que a relação entre o LOT e a  $\sigma_h$  pode chegar a valores de até 15% ( $LOT/\sigma_h = 1.15$ ), porém tipicamente esses valores são da ordem de 4% a 5%. A presença de uma “zona seca” na ponta da fratura é em parte responsável pelo maior valor do LOT em relação à tensão horizontal mínima ( $\sigma_h$ ). Isto se deve ao fato de que, como a fratura é muito pequena, o fluido de fraturamento não consegue alcançar a sua extremidade, tendo sua pressão exercida numa parte menor da superfície da fratura, em comparação com a tensão horizontal mínima, que atua no sentido de fechar a mesma. Logo, é requerida uma pressão maior para abrir-se a fratura (figura 4.2).

De certa modo a relação entre a tensão horizontal mínima e o valor de “Leak-off test”, apresenta uma pequena margem para possíveis erros da previsão do gradiente de fratura, antes que de fato ocorra a perda de fluido para a formação, visto que tal evento só ocorrerá com valores de pressão acima da tensão horizontal mínima ( $\sigma_h$ ).



*Figura 4-2: Influência da Dry Zone no valor de LOT (Relatório –Halliburton)*

Os “Leak off test” são geralmente realizados em regiões de rochas mais competentes, como os folhelhos. Porém resultados do teste são geralmente adotados como gradiente de fratura para toda a fase seguinte, podendo ocasionar uma perda de fluido durante a fase ao atravessar uma rocha menos competente, como o arenito (Aadnoy ,1988).

#### **4.2.**

##### **Método da concentração de tensões. “Tensão tangencial”**

As metodologias usadas para o método de concentração de tensões (figura 4.3) se baseiam na solução de Kirsch para uma placa com um furo no centro. Kirsch apresentou esta solução em 1898, sendo sua primeira aplicação usada para o fraturamento hidráulico por Hubbert & Willis (1957).

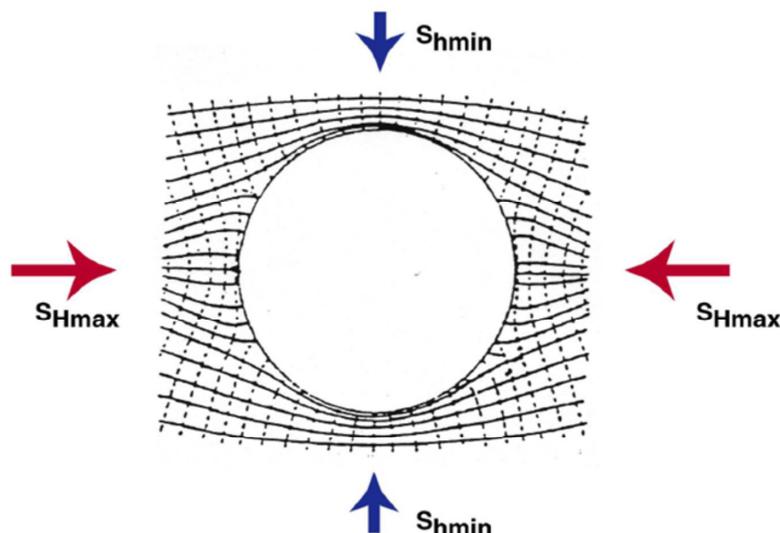


Figura 4-3: Concentração de tensão criada ao redor do poço (Relatório –Halliburton)

A definição do gradiente de fratura pelo método da “Tensão tangencial”, (tensão tangencial) estabelece que a fratura ocorrerá quando o valor da tensão tangencial efetiva ( $\sigma_{\theta}'$ ) na borda do poço, em módulo, se igualar ao valor de tração da rocha equação (4.12).

$$\sigma_{\theta} - P_p = -T_o \quad (4.12)$$

Onde,

$\sigma_{\theta}$  = Tensão tangencial efetiva;

$P_p$  = Pressão de poros;

$T_o$  = resistência à tração da rocha;

O aumento da pressão interna do poço, gerada pelo incremento da densidade do fluido de perfuração, é o fator responsável pela redução da tensão tangencial, e eventualmente a ruptura da rocha por tração. A figura 4.4 abaixo demonstra a relação entre o aumento da pressão interna do poço e o decréscimo na tensão tangencial para o modelo elástico não penetrante.

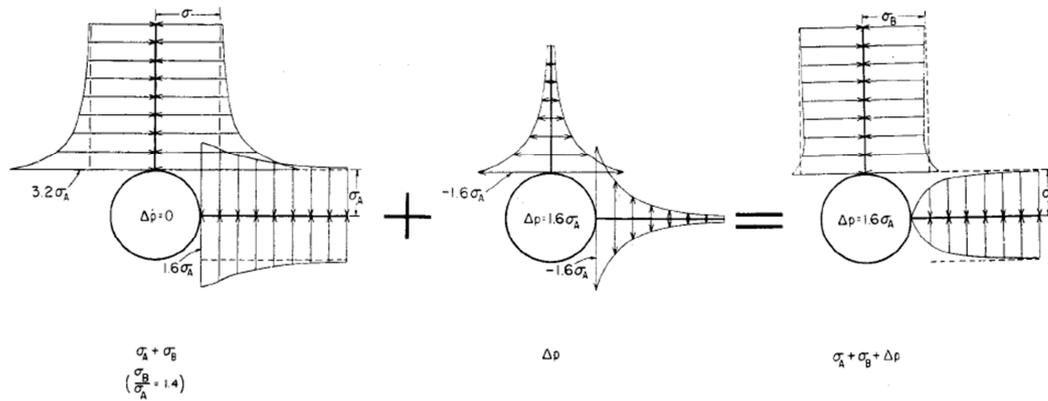


Figura 4-4: Superposição de tensão com incremento de pressão de 1.6 Sha com relação de  $shb/sha = 1.4$  (Hubbert&Willis,1957)

A figura 4.5 abaixo simula a redução da tensão circunferencial levando a fratura da formação (tensão circunferencial iguala a zero) pelo incremento do peso de fluido de perfuração Byerlee (1978)

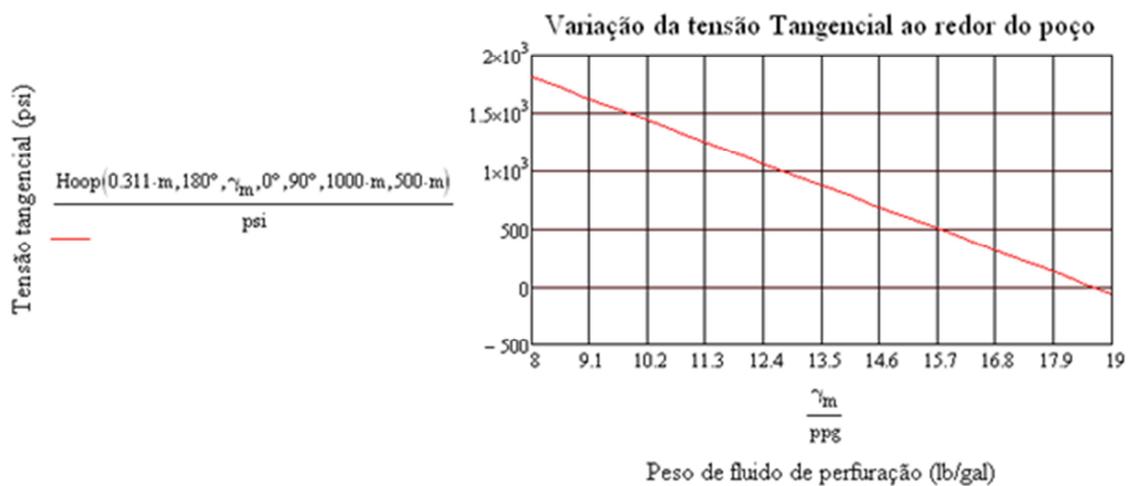
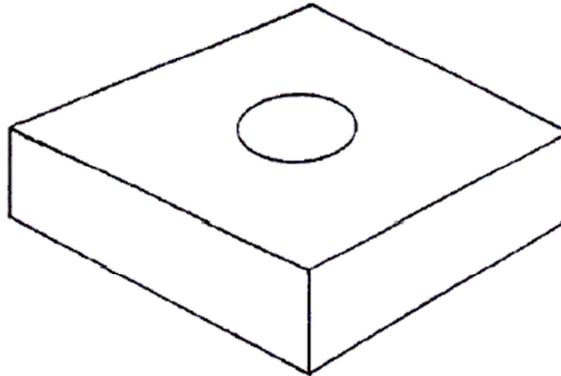


Figura 4-5: simulação da variação da tensão tangencial com aumento do peso de fluido de perfuração

#### 4.2.1. Solução de Kirsch

A placa abaixo, figura 4.6 representa uma formação onde, inicialmente, não existe o furo e apenas as tensões in-situ atuam no elemento (tensão vertical, horizontal máxima e horizontal mínima). Quando o furo é construído no meio da placa, o estado de tensão ao redor do furo modifica-se, ocorrendo uma

redistribuição de tensões ao redor do orifício influenciada pela geometria deste novo elemento.



**Figura 4-6: modelo físico de uma placa com a construção do furo adotado na solução de Kirsch**

Para a concentração de tensão ao redor do poço, Kirsch propôs as seguintes equações em coordenadas cilíndricas:

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

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

$$\sigma_z = \sigma_{zz} - 2\nu(\sigma_x - \sigma_y) \frac{a^2}{r^2} \cos 2\theta - 4\nu\tau_{xy} \frac{a^2}{r^2} \sin 2\theta$$

$$\tau_{r\theta} = \left\{ \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta \right\} \left( 1 - 3\frac{a^4}{r^4} + 2\frac{a^2}{r^2} \right) \quad (4.14)$$

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

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

Onde:

$a$  – raio do orifício;

$r$  – distância radial a partir do centro;

$\theta$  - ângulo com a tensão horizontal máxima;

$\nu$  – coeficiente de Poisson;

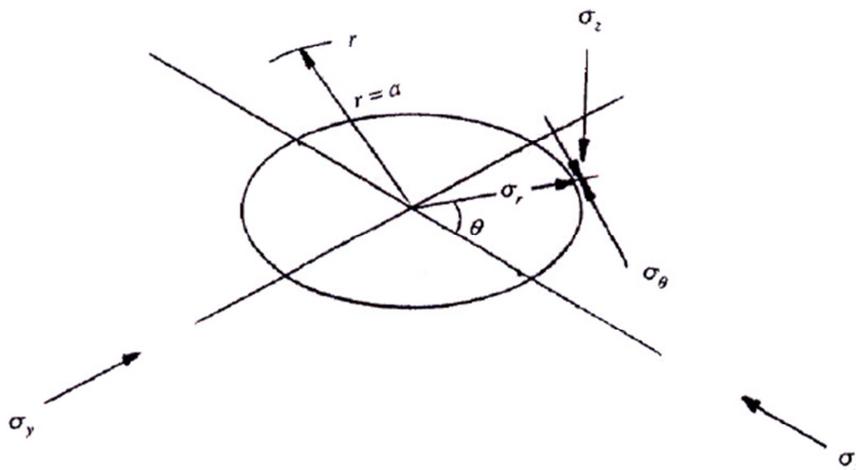


Figura 4-7: Ilustração do diagrama de tensão da solução proposta por Kirsch

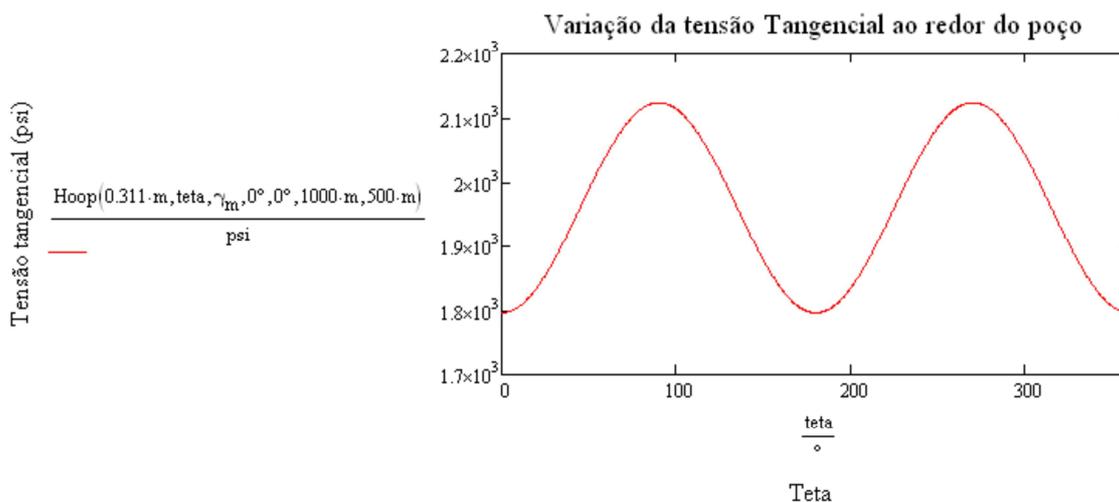
#### 4.2.2.

#### Aspectos relacionados à tensão tangencial ( $\sigma_\theta$ ) obtida por Kirsch:

Alguns aspectos importantes relacionados à análise de tensão ao redor do poço, especificamente a tensão tangencial ( $\sigma_\theta$ ), usada para o cálculo do gradiente de fratura, obtida pela solução de Kirsch, são apresentados a seguir.

O valor da tensão tangencial ao redor do poço não é constante, varia de forma senoidal conforme pode ser observado na figura 4.8, uma vez que este é função do ângulo teta ( $\theta$ ).

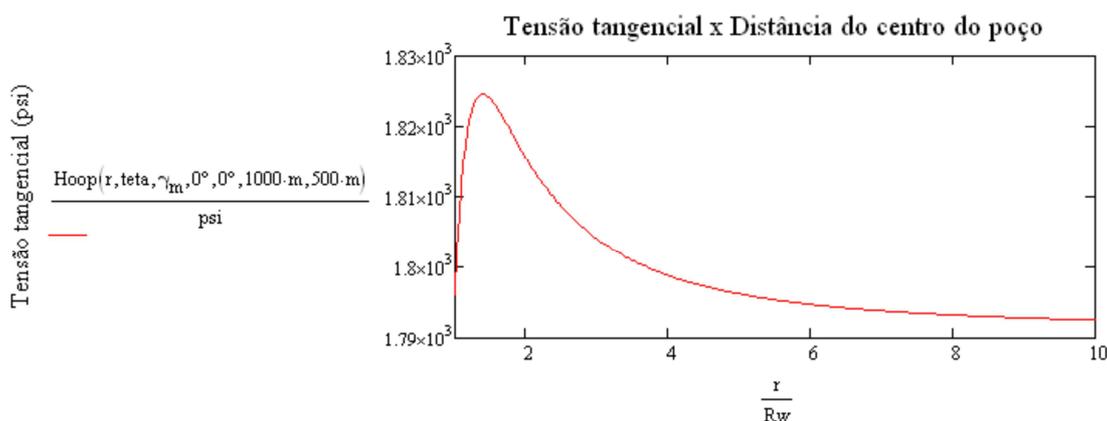
Para a modelagem da figura 4.8 abaixo se variou o valor de teta ( $\theta$ ) entre  $0^\circ$  e  $360^\circ$ , e assumiu-se um cenário hipotético com lâmina d'água de 500m e os seguintes gradientes de tensões in-situ:  $\sigma_h$  (psi/ft) = 0.65 ;  $\sigma_H$  (psi/ft) = 0.7 ;  $\sigma_v$  (psi/ft) = 1. A análise foi realizada a uma profundidade de 1000m e considerou-se uma pressão de poros igual a 9.0 lbf/gal.



**Figura 4-8: variação da tensão tangencial ao redor do poço**

A tensão tangencial, além de variar ao redor do poço, também é função da distância ao centro do mesmo.

Quanto mais afastado o ponto analisado estiver do centro do poço, menor será a influência da “Tensão tangencial”. A uma determinada distância, a concentração de tensões não será mais sentida e o valor da tensão tangencial passará a ser o próprio valor da tensão horizontal mínima conforme apresentado pela figura 4.9.



**Figura 4-9: variação da tensão tangencial em função da distância do centro do poço**

### 4.2.3.

#### Influência da trajetória e do regime de falha na tensão tangencial ( $\sigma_\theta$ ) obtida por Kirsch:

Poços com diferentes trajetórias e regimes de falha (normal, reverso e transcorrente) apresentam distintos valores de tensão tangencial ao redor do poço, como pode ser observado nas simulações dos três exemplos abaixo (Caso 1, Caso 2 e Caso 3) pelas figuras (4.10 a 4.12).

Definição:

Caso 1 . Regime de falha normal :  $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ ;

Caso 2 . Regime de falha reversa :  $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ ;

Caso 3 . Regime de falha transcorrente :  $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ ;

(4.15)

#### Caso 1

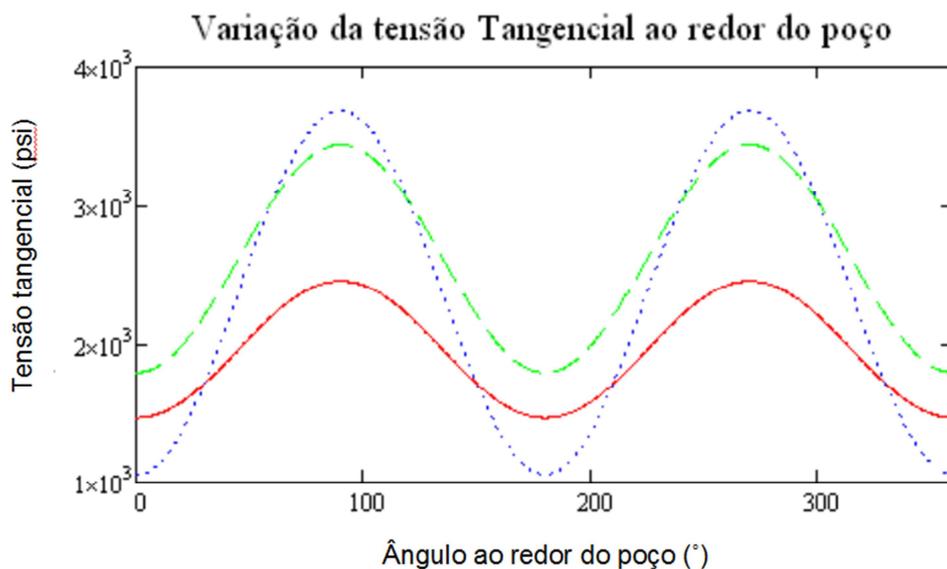
Regime de falha normal

onde,

$\sigma_v = 1 \text{ psi/ft}$  ;  $\sigma_H = 0.75 \text{ psi/ft}$  ;  $\sigma_h = 0.60 \text{ psi/ft}$

(4.16)

$P_w = 10 \text{ lb/gal}$  ;  $P_p = 9 \text{ lbf/gal}$  ; Profundidade = 1000m



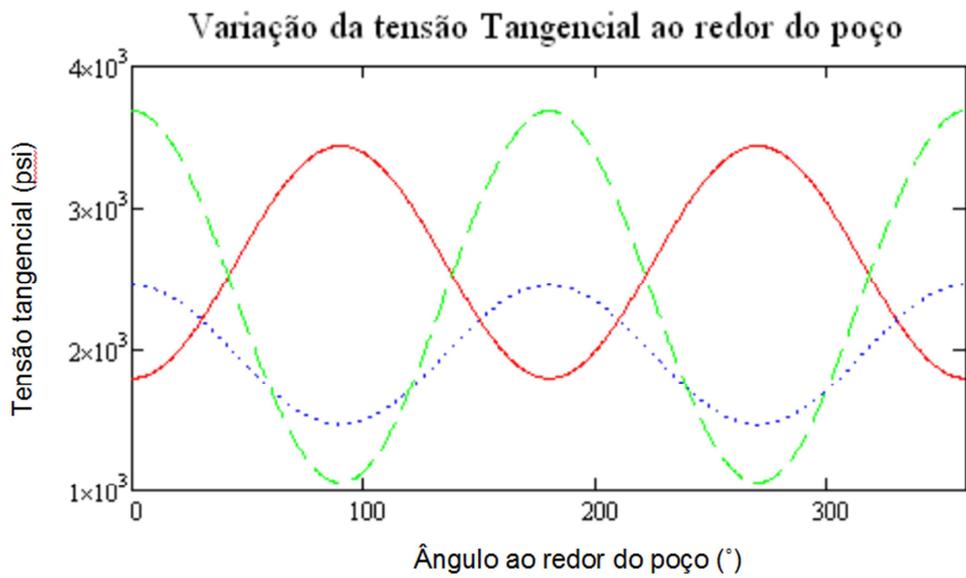
*Figura 4-10: simulação da variação da tensão tangencial para poços perfurados paralelos as tensões principais em um regime de falha Normal*

**Caso 2**

Regime de falha reversa.

Onde,

$$\begin{aligned} \sigma_v &= 0.6 \text{ psi/ft} ; \sigma_H = 1 \text{ psi/ft} ; \sigma_h = 0.75 \text{ psi/ft} \\ P_w &= 10 \text{ lb/gal} \quad P_p = 9 \text{ lbf/gal} ; \text{Profundidade} = 1000 \text{ m} \end{aligned} \quad (4.17)$$



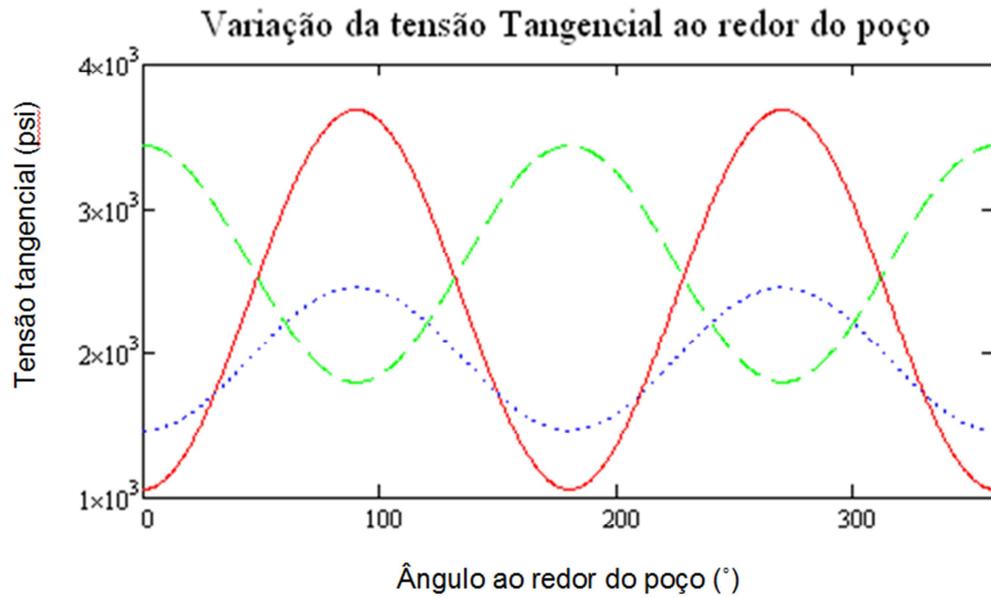
*Figura 4-11: simulação da variação da tensão tangencial para poços perfurados paralelos as tensões principais em um regime de falha reversa*

**Caso 3**

Regime de falha transcorrente

Onde,

$$\begin{aligned} \sigma_v &= 0.75 \text{ psi/ft} ; \sigma_H = 1 \text{ psi/ft} ; \sigma_h = 0.60 \text{ psi/ft} \\ P_w &= 10 \text{ lb/gal} \quad P_p = 9 \text{ lbf/gal} ; \text{Profundidade} = 1000 \text{ m} \end{aligned} \quad (4.18)$$



*Figura 4-12: simulação da variação da tensão tangencial para poços perfurados paralelos as tensões principais em um regime de falha transcorrente*

Legenda,

Solução para o poço vertical



*Figura 4-13: poço perfurado perpendicular à tensão vertical*

Solução para o poço horizontal perfurado na direção da menor tensão.



*Figura 4-14: poço perfurado perpendicular a tensão horizontal mínima ( $\sigma_h$ )*

Solução para poço horizontal perfurado direção da maior tensão



*Figura 4-15: poço perfurado perpendicular a tensão horizontal máxima ( $\sigma_H$ )*

#### 4.3.

#### Comparação entre as duas metodologias “Tensão mínima” e “Tensão tangencial”

A metodologia de cálculo para se determinar o limite superior usando a metodologia da “Tensão tangencial” está associada ao valor da tensão tangencial na parede do poço. Como demonstrado no item 4.2.3, o valor dessa tensão é altamente dependente de fatores como trajetória do poço e o estado de tensão in-situ. Sendo assim, análise do cálculo do gradiente de fratura, através do uso dessa metodologia também inclui o efeito da trajetória. Deste modo, diferentes valores para o “limite superior” são apresentados quando, por exemplo, se faz uma análise para um poço vertical e outra para um poço horizontal numa mesma localização, como demonstrando pela figura 4.17 abaixo.

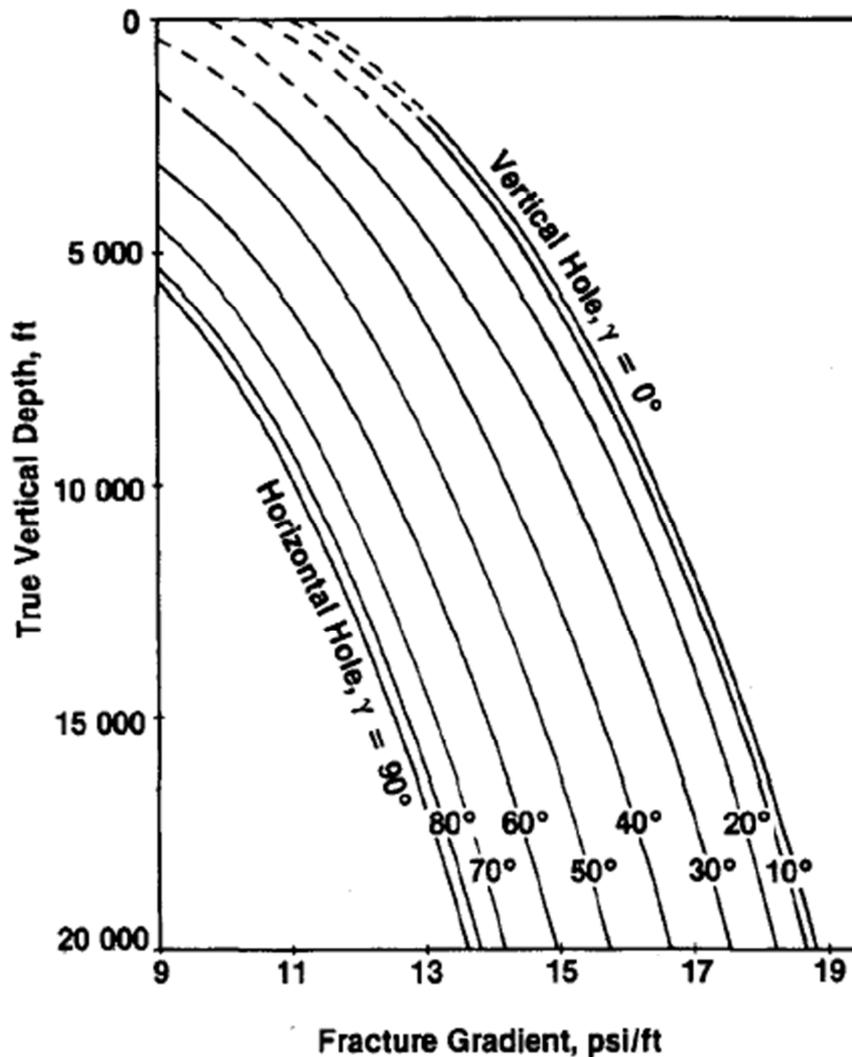


Figura 4-16: Cálculo do gradiente de fratura pela “Tensão tangencial” variando a inclinação do poço da vertical para a horizontal (Aadnoy, 1988).

Já para o cálculo do limite superior pelo método da tensão horizontal mínima, o efeito da trajetória do poço não é considerado. Um poço perfurado na vertical e outro na horizontal terão essencialmente o mesmo limite superior de pressão. Isto está relacionado ao fato desta metodologia ser aplicada a situações onde o limite superior é obtido ao se vencer a tensão horizontal mínima In-situ, e não a concentração de tensão ao redor do poço (tensão tangencial).

De uma forma geral, o limite superior de pressão obtido pela “Tensão tangencial” é maior do que o calculado pela metodologia da “Tensão mínima”. É importante salientar que, uma vez vencido a concentração de tensões ao redor do poço, por exemplo, através de um fraturamento hidráulico, obrigatoriamente o método da “Tensão mínima” passará a governar o problema, ou seja, o limite

superior será imposto pela “Tensão horizontal mínima” e não mais pela “Tensão tangencial”.

O cálculo pelo método da “Tensão tangencial” fornece a pressão necessária para gerar a fratura na borda do poço, ao passo que eventos posteriores, como perda de fluido para formação, são controlados pela tensão horizontal mínima.

A depender do estado de tensões In-situ e, conseqüentemente, do valor da concentração de tensão gerada, é possível que ocorra a fratura na parede do poço sem que haja perda de fluido para a formação, bastando para isso que o valor da “Tensão tangencial” efetivo seja menor do que a tensão horizontal mínima in-situ.