

2 Revisão bibliográfica

Esta revisão bibliográfica apresentará inicialmente os conceitos de tensão *in situ*, modos de falha e tensões ao redor do poço de forma a ilustrar o processo de iniciação e direção de propagação de uma fratura. Em seguida serão apresentados alguns conceitos do fraturamento hidráulico, sendo eles: a pressão de fechamento e a pressão líquida, também conhecida por *net pressure*; os princípios fundamentais do fraturamento que compreendem o fluxo de fluido na fratura e o conceito de filtração; o balanço de massa e a deformação elástica da rocha. Posteriormente serão apresentados modelos e métodos desenvolvidos para o conhecimento da evolução da fratura no tempo. O declínio de pressão também será abordado já que é uma forma de análise de pressão que permite a estimativa de informações importantes para o projeto de um fraturamento hidráulico. Ao final do capítulo a técnica do fraturamento em formações de alta permeabilidade será apresentada, pois constitui o cenário de aplicação do modelo proposto por este trabalho.

2.1. Tensões *in situ*, modos de falha e tensões ao redor do poço

Considerando um elemento de rocha em subsuperfície que se encontra em equilíbrio, o estado de tensão *in situ* atuando sobre ele será compressivo, formado por três tensões principais, uma vertical e duas horizontais, conforme apresentado pela figura 2.1.

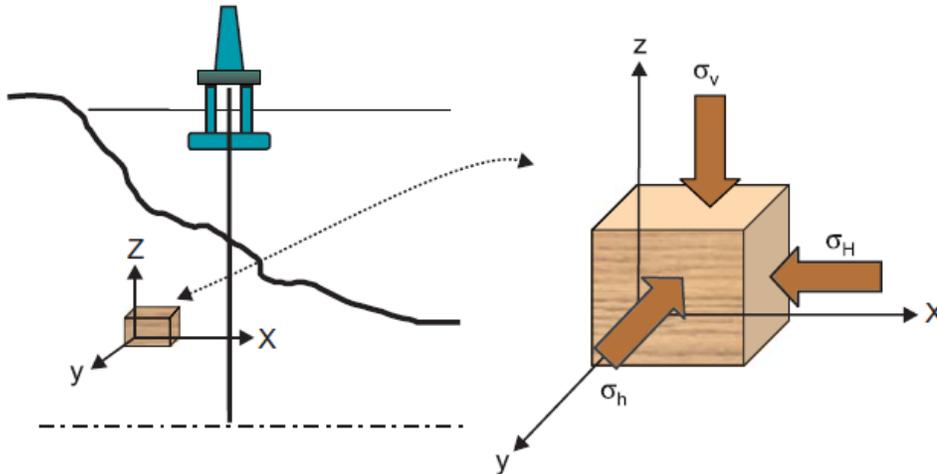


Figura 2.1 – Tensões *in situ* em um elemento de rocha [4].

A tensão vertical *in situ*, σ_v , é resultado do soterramento sendo igual ao peso das camadas de rocha sobrejacentes. Em resposta a esse carregamento, o elemento de rocha tende a se deformar lateralmente, sendo, contudo, limitado pelos elementos vizinhos, resultando assim no aparecimento das tensões *in situ* horizontais, σ_H e σ_h , as quais podem ou não ser iguais. Nesta situação, onde as tensões horizontais são geradas apenas a partir do peso das camadas sobrejacentes, a tensão vertical *in situ* é a maior tensão. No entanto, o regime de tensão *in situ* pode ser função também das forças tectônicas que atuam sobre a crosta terrestre, alterando a magnitude das tensões e ocasionando modos de falha. Considerando σ_1 a maior tensão principal, σ_2 a tensão principal intermediária e σ_3 a menor tensão principal, a figura 2.2 mostra os três principais tipos de falhas e a relação destas falhas com as tensões *in situ*. A falha normal está representada na figura 2.2 (a) e sua ocorrência se dá quando $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$; Já a figura 2.2 (b) apresenta a falha transcorrente, onde $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$; A falha de empurrão ou reversa está representada na figura 2.2 (c), ocorrendo quando $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$.

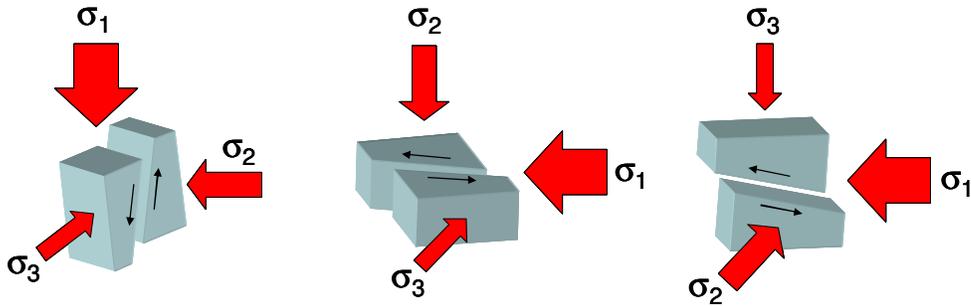


Figura 2.2 – Três principais modos de falha e sua relação com as tensões *in situ*.

Conforme mencionado, embora em equilíbrio, as formações existentes em subsuperfície estão sempre submetidas às tensões *in situ*. Desta forma, no momento em que um poço é perfurado, sendo a rocha removida, ocorre uma alteração no estado de tensão existente no subsolo, mas especificamente na parede do poço e em sua vizinhança. De forma a tentar recompor esse estado de tensão inicial, a rocha removida é substituída por fluido. No entanto, a pressão do fluido não é capaz de recompor o estado de tensão original, gerando uma concentração de tensões tangenciais ao redor do poço. Esta alteração no estado de tensão se estende desde a parede do poço até alguns diâmetros de distância, quando a tensão tende a retornar ao seu estado inicial. No caso de um poço vertical localizado em uma área em que as tensões horizontais *in situ* são iguais, o campo de tensões ao redor do poço, formado pelas tensões tangenciais, será uniforme, conforme mostrado na figura 2.3 (a). Caso as tensões horizontais *in situ* sejam diferentes, o campo em volta do poço será não-uniforme e a tensão tangencial maior atuará na parede do poço paralelamente à maior tensão horizontal *in situ*, isto é, nos pontos a 90° e 270° em relação a esta tensão, conforme mostrado na figura 2.3 (b).

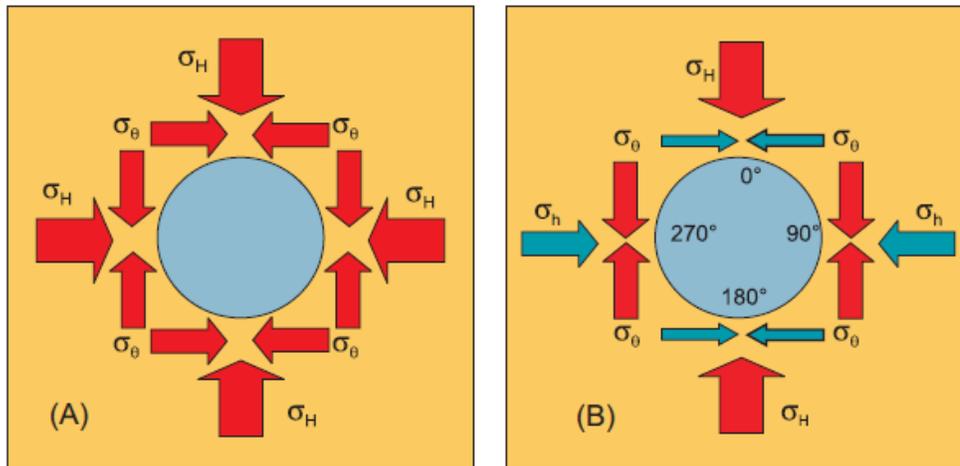


Figura 2.3 – Campo de tensão uniforme (a) e campo de tensão não-uniforme (b) ao redor do poço [4].

2.2. Iniciação e propagação da fratura

O fraturamento hidráulico consiste no bombeio de fluido por dentro do poço em uma vazão superior a vazão de filtração do fluido pela formação, ocasionando um aumento de pressão no poço, que está representado pelas setas azuis na figura 2.4. Esse aumento de pressão leva a uma alteração das tensões tangenciais, que neste caso sofrem uma redução, podendo passar do estado inicialmente compressivo para um estado de tração. A falha da rocha ocorrerá no ponto ao redor do poço em que a tensão tangencial de tração atingir a resistência a tração da rocha, dependendo assim do estado de tensões *in situ* atuando no poço. Considerando um poço vertical e assumindo um falhamento normal, em que a maior tensão principal *in situ* é a tensão vertical, representada pelo peso das camadas de rocha sobrejacentes, e as outras duas tensões principais *in situ* são horizontais, representadas pelas tensões horizontais máxima, σ_H , e mínima, σ_h , esse ponto será aquele onde a tensão tangencial ao redor do poço é paralela a menor tensão horizontal *in situ*, conforme mostrado na figura 2.4, representado pela letra A.

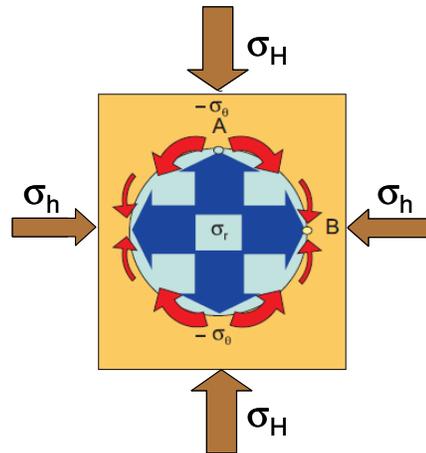


Figura 2.4 – Vista superior de um poço vertical mostrando o ponto de iniciação da fratura [4].

Dando continuidade ao bombeio de fluido, a fratura criará abertura e se propagará perpendicularmente à menor tensão horizontal *in situ*, já que é a direção de menor resistência, originando uma fratura vertical, como mostrado na figura 2.5, que apresenta uma formação com regime de falha normal. A fratura será horizontal somente quando o regime de falha for reverso, no qual a tensão vertical é a menor das tensões. Alguns exemplos onde esse cenário pode ser encontrado são: profundidades rasas, áreas tectonicamente ativas e regiões com a presença de domos salinos.

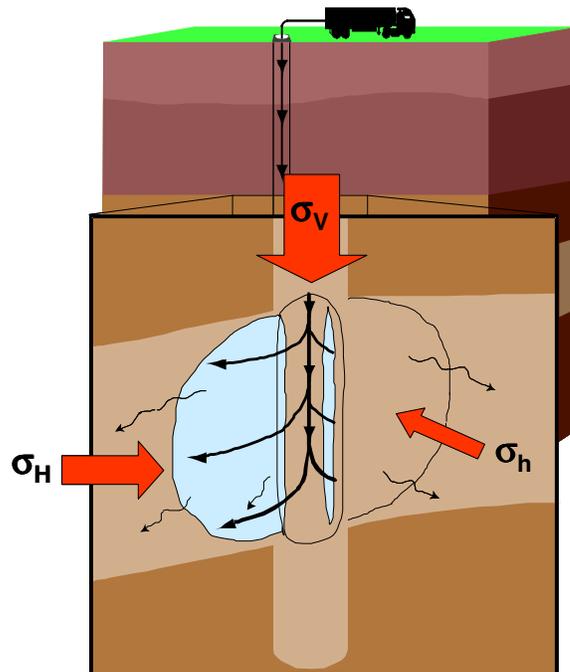


Figura 2.5 – Fraturamento hidráulico de um poço vertical [5].

2.3.

Pressão de fechamento e pressão líquida (*net pressure*)

Considerando que a fratura se propaga perpendicularmente à menor tensão, já que esta é a direção de menor resistência, percebe-se que a abertura da fratura somente será criada se a pressão dentro da fratura, P_f , for superior à tensão *in situ* mínima, que neste caso é dada por σ_h . A pressão sob a qual a fratura efetivamente fecha, isto é, não possui abertura, é denominada pressão de fechamento, P_c , e assumindo uma condição ideal onde a rocha é homogênea, a pressão de fechamento é definida como igual à tensão mínima. No fraturamento hidráulico estas pressões são relacionadas pela pressão líquida ou *net pressure*, eq. (2.1):

$$P_{NET} = P_f - P_c \quad (2.1)$$

A magnitude da *net pressure* é uma das principais preocupações durante uma operação de fraturamento hidráulico pois, além de ser diretamente responsável pelo controle da abertura da fratura, é a sua relação com a diferença de tensão entre o reservatório e as barreiras adjacentes, definida por $\Delta\sigma$, que controlará o crescimento da fratura em altura. Conforme mostrado na figura 2.6, caso a P_{NET} seja maior que $\Delta\sigma$, a fratura penetrará nas barreiras adjacentes, crescendo em altura. O controle da altura da fratura é de grande importância para que o projeto de fraturamento inicialmente programado seja atingido, caso contrário, problemas como o crescimento da fratura através das barreiras adjacentes, em detrimento ao comprimento programado, ou a penetração da fratura além do contato óleo-água, gerando problemas de cone de água, poderão ocorrer.

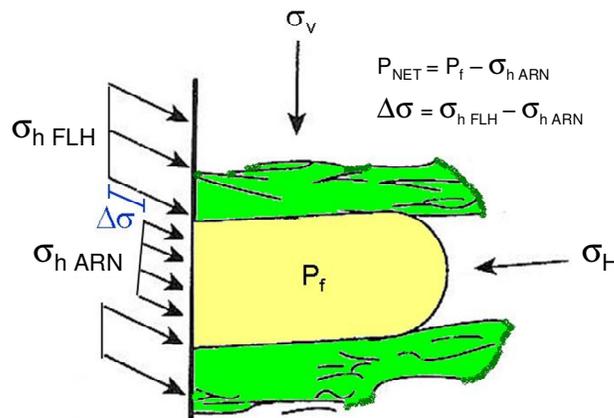


Figura 2.6 – Relação da *net pressure* com o controle do crescimento da altura da fratura.

2.4. Princípios fundamentais do fraturamento hidráulico

Três relações básicas governam o processo do fraturamento hidráulico, sendo elas: o fluxo de fluidos na fratura, o balanço de massa e a deformação elástica da rocha.

2.4.1. Fluxo de fluido na fratura

Durante a estimulação por fraturamento hidráulico, um fluido viscoso não-Newtoniano é injetado pelo poço a altas vazões e altas pressões para criar e estender uma fratura na formação. O escoamento do fluido de fraturamento se dá, geralmente, em regime turbulento desde os equipamentos de superfície até os canhoneios, passando a laminar dentro da fratura.

Para que um fluido de fraturamento seja eficiente, ele deve apresentar algumas propriedades físicas e químicas:

- Ser compatível com o material e o fluido da formação.
- Ter boa capacidade de transporte.
- Ter baixa perda de fluido para a formação.
- Deve ser facilmente removido da formação após o tratamento.
- Deve proporcionar baixa perda de carga durante as operações de bombeio.
- Sua preparação deve ser simples e de fácil realização no campo.
- Deve ser estável em altas temperaturas de forma a manter sua viscosidade em ambientes agressivos.

Atualmente no mercado estão disponíveis diversos tipos de fluidos de fraturamento hidráulico: base óleo, base álcool, emulsões, espumas e os fluidos base água.

Os parâmetros que controlam o fluxo do fluido dentro da fratura são sua reologia e a filtração. A reologia vai afetar principalmente o transporte do agente de sustentação, a perda de carga e a geometria da fratura. A filtração, ou seja, a perda de fluido para formação adjacente à fratura, é também responsável por controlar o tamanho da fratura gerada.

2.4.1.1. Reologia do fluido de fraturamento

A propriedade reológica mais importante dos fluidos é sua resistência ao fluxo, caracterizada pela viscosidade. É conveniente considerar o fluxo como o deslizamento de camadas paralelas, uma em relação à outra. A tensão cisalhante é aquela gerada entre as camadas, tendo dimensão de força por unidade de área. Já a taxa de cisalhamento $\dot{\gamma}$, medida em 1/s, pode ser definida como a taxa de variação da velocidade com a distância entre as camadas deslizantes. Para fluidos Newtonianos, a tensão cisalhante varia linearmente com a taxa de cisalhamento, sendo a viscosidade o coeficiente de proporcionalidade. Desta forma, quanto maior a viscosidade, maior será a resistência do fluido ao fluxo. A função material que relaciona a tensão cisalhante com a taxa de cisalhamento é a curva reológica, necessária para o cálculo do gradiente de pressão numa situação de fluxo. Os fluidos podem ser classificados de acordo com o formato de suas curvas reológicas, onde o formato da curva do fluido Newtoniano é uma linha reta passando pela origem.

O comportamento reológico do fluido de fraturamento é predominantemente não-Newtoniano. Isto significa que a viscosidade aparente do fluido, definida pela razão entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento, é dependente do cisalhamento que o fluido experimenta a cada ponto, ou seja, a viscosidade aparente varia com a taxa de cisalhamento. Esse comportamento não-Newtoniano exerce um importante papel na fricção desenvolvida dentro do tubo e ao longo da fratura e também na capacidade do fluido em transportar o agente de sustentação.

No caso dos fluidos de fraturamento, eles apresentam em sua maioria uma redução na viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento. O modelo que captura este comportamento do fluxo, sendo o mais utilizado para representar a reologia do fluido de fraturamento, é o modelo de Potência, eq. (2.2):

$$\tau = K\dot{\gamma}^n \quad (2.2)$$

onde K é o índice de consistência, expresso em $\text{lbf}\cdot\text{s}^n/\text{ft}^2$, e n é o índice de comportamento do fluxo, sendo este adimensional. Desta forma, sabendo-se que a taxa de cisalhamento varia ao longo da abertura da fratura, sendo esta alta na parede da fratura e nula no centro, a viscosidade do fluido de fraturamento também irá variar, sendo muito menor na parede da fratura do que no centro do fluxo. As variações na taxa de cisalhamento e na viscosidade são importantes na previsão da abertura da fratura e no transporte do agente de sustentação.

Os parâmetros do modelo reológico variam com a composição química do fluido, temperatura e com outros fatores, incluindo a taxa de cisalhamento. Durante a operação de fraturamento hidráulico o fluido passa por grandes variações em termos de cisalhamento, desde o bombeio através da tubulação e pelos canhoneados, onde experimenta uma alta taxa de cisalhamento, até sua deposição final na fratura, quando a taxa de cisalhamento é significativamente menor. Em contrapartida, ocorre um aumento na temperatura do fluido até esta atingir a temperatura da formação.

O modelo reológico é utilizado para prever o gradiente de pressão associado a uma velocidade média de fluxo em uma dada geometria. Para este cálculo é conveniente usar a viscosidade Newtoniana equivalente, μ_e , que é a viscosidade utilizada na equação do fluido Newtoniano que permite a obtenção do mesmo gradiente de pressão sob as mesmas condições de fluxo. Enquanto a viscosidade aparente é uma propriedade do fluido, a viscosidade equivalente depende também da geometria de fluxo.

No fraturamento hidráulico o fluxo laminar em duas geometrias é de particular interesse, pois ambos correspondem a diferentes geometrias de fratura. Um deles é o fluxo em placas paralelas que ocorre em um canal de seção retangular cuja razão entre a altura das placas e a distância entre placas é extremamente grande, ou seja, a altura pode ser considerada infinita. O outro é o fluxo elipsoidal que ocorre em um canal de seção elíptica com razão de aspecto infinito. Para o canal de seção retangular, a equação Newtoniana para a definição do gradiente de pressão e a viscosidade equivalente para o modelo de Potência são dadas pelas eq. (2.3) e (2.4).

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{12\mu u_{avg}}{w^2} \quad (2.3)$$

$$\mu_e = \frac{2^{n-1}}{3} \left(\frac{1+2n}{n} \right)^n K w^{1-n} u_{avg}^{n-1} \quad (2.4)$$

Já para um canal de seção elíptica, a equação Newtoniana para a definição do gradiente de pressão e a viscosidade equivalente para o modelo de Potência, determinada por analogia com o fluxo em placas paralelas [6], são dadas pelas eq. (2.5) e (2.6).

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{16\mu u_{avg}}{w_0^2} \quad (2.5)$$

$$\mu_e = \frac{2^{n-1}}{\pi} \left[\frac{1+(\pi-1)n}{n} \right]^n K w_0^{1-n} u_{avg}^{n-1} \quad (2.6)$$

Cabe ressaltar que a viscosidade equivalente é função da velocidade média na fratura, u_{avg} , e da geometria do canal de fluxo, sendo esta função da abertura da fratura, w , para o canal de seção retangular e da abertura máxima, w_0 , para o canal de seção elíptica.

2.4.1.2. Filtração

Um dos pontos mais importantes no desenho de um fraturamento hidráulico é o conhecimento da velocidade de filtração do fluido, que ocorre de dentro da fratura para a formação. Um dos objetivos do polímero contido no fluido de fraturamento é controlar essa perda de fluido para a formação. Ele atua criando continuamente um reboco na face da fratura, que mantém uma resistência ao fluxo através dela. Além do reboco, outros dois processos interferem na filtração, que são: a invasão da formação pelo filtrado do fluido de fraturamento e o deslocamento e a compressibilidade do fluido do reservatório.

Carter [7] combinou estes três processos considerando-os uma propriedade do material e definiu a velocidade de filtração, eq. (2.7):

$$v_L = \frac{C_L}{\sqrt{t}} \quad (2.7)$$

Nesta equação C_L é o coeficiente de filtração, representando o efeito combinado dos três processos citados anteriormente. A equação de Carter assume que o fluxo de fluido para a formação é linear e que o filtrado do fluido de fraturamento é um fluido Newtoniano, que é o caso de fluidos que geram reboco. Integrando a eq. (2.7) no tempo, pode-se obter o volume filtrado, eq. (2.8):

$$\frac{V_L}{A} = 2C_L\sqrt{t} + S_p \quad (2.8)$$

Esta equação mostra que V_L é o volume filtrado através da área A , desde sua criação até o tempo t . O parâmetro S_p é uma constante de integração, chamado de spurt loss, que representa o volume de fluido perdido antes da formação do reboco na face da fratura e somente é aplicado para o período de propagação da fratura. A parte do coeficiente de filtração relativa ao processo de filtração através do reboco e o *spurt loss* são parâmetros medidos em laboratório.

2.4.2. Balanço de massa

O princípio do balanço de massa estabelece que o volume de fluido bombeado para a formação é igual à soma do volume da fratura criada com o volume de fluido filtrado através das faces da fratura, conforme a eq. (2.9):

$$V_i = V_f + V_L \quad (2.9)$$

Na prática, o volume total da fratura se refere ao volume de duas asas de fratura. Neste trabalho, por conveniência, as variáveis se referirão a apenas uma das duas asas da fratura. Desta forma, V_i é o volume injetado em uma asa da fratura, V_f é o volume de uma asa da fratura e V_L é o volume de fluido filtrado para a formação pelas duas faces de uma asa da fratura.

A partir do balanço de massa apresentado, pode-se definir o parâmetro eficiência, que é a fração que representa a parte do fluido que permanece na fratura, sendo a relação entre o volume de fratura criado, V_f , e o volume total injetado, V_i , conforme a eq. (2.10). Cabe ressaltar que a eficiência do tratamento é definida a partir do volume da fratura no final do bombeio, V_{fp} .

$$\eta = \frac{V_f}{V_i} \quad (2.10)$$

A filtração de fluido pelas faces da fratura ocorre durante todo o tratamento, isto é, tanto durante o bombeio de fluido, sendo V_{Lp} o volume de fluido filtrado durante o bombeio, como durante o período de declínio de pressão, sendo $V_{Ls}(\Delta t)$ o volume de fluido filtrado neste período, que se inicia ao término do bombeio e contempla o processo de fechamento da fratura, isto é, redução da abertura criada. Neste caso, o volume de fluido filtrado para a formação pode ser expresso pela eq. (2.11):

$$V_L = V_{Lp} + V_{Ls}(\Delta t) \quad (2.11)$$

No momento do fechamento da fratura, quando $\Delta t = \Delta t_c$, o volume da fratura é igual ao volume do agente de sustentação que foi injetado durante o bombeio, V_{prop} . Desta forma, pode-se estabelecer que no fechamento, o balanço de massa é expresso pela eq. (2.12):

$$V_i = V_{prop} + V_{Lp} + V_{Ls}(\Delta t_c) \quad (2.12)$$

Esta equação mostra que no final do tratamento, o volume da fratura será igual ao volume do agente de sustentação e o restante de fluido bombeado será filtrado pela formação durante todo o processo, isto é, no período do bombeio, V_{Lp} , e durante o declínio de pressão, V_{Ls} . Caso o agente de sustentação não seja

bombeado, como ocorre nos testes de calibração, todo o fluido injetado é filtrado para a formação, fechando a fratura completamente.

Considerando que a área da fratura, A , seja a área de uma face de uma asa da fratura e que a fratura tenha uma abertura variável, a abertura média da fratura, \bar{w} , é definida como a razão entre o volume, V_f , e a área da fratura, A , conforme a eq. (2.13):

$$\bar{w} = \frac{V_f}{A} \quad (2.13)$$

Definindo como q a vazão injetada em uma asa da fratura e assumindo que esta vazão é constante ao longo do tempo de injeção, o volume injetado é definido pela eq. (2.14):

$$V_i = qt \quad (2.14)$$

Utilizando a eq. (2.13) e a eq. (2.14), o balanço de massa dado pela eq. (2.9) pode ser expresso pela eq. (2.15), sendo também apresentado na figura 2.7:

$$qt = A\bar{w} + V_L \quad (2.15)$$

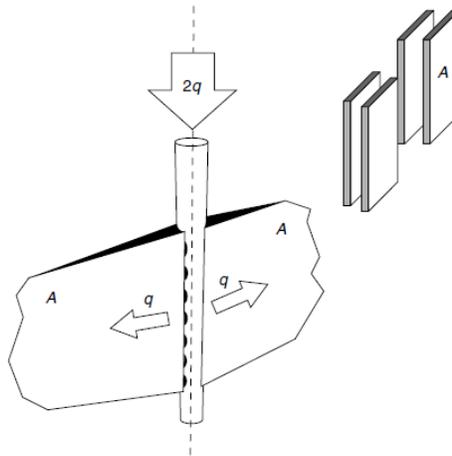


Figura 2.7 – Balanço de massa esquematizado [2].

2.4.2.1.

Incorporação do conceito de filtração no balanço de massa

Considerando que durante a operação de fraturamento hidráulico pontos da face da fratura próximos ao poço são abertos no início do bombeio, enquanto pontos próximos a extremidade da fratura são considerados pontos mais novos, para a incorporação no balanço de massa das equações de velocidade de filtração, eq. (2.7), e de volume de filtrado, eq. (2.8), é necessário rastrear o

tempo em que cada elemento da face da fratura foi aberto. Fazendo-se esta consideração, o balanço de massa no fim do bombeio pode ser escrito da seguinte forma, eq. (2.16):

$$V_i = V_{fp} + k(2A_{fp}C_L\sqrt{t_p}) + 2A_{fp}S_p \quad (2.16)$$

Onde V_{fp} é o volume da fratura no fim do bombeio, A_{fp} é a área da fratura no fim do bombeio e t_p é o tempo de bombeio. O parâmetro k é o fator de distribuição do tempo de abertura dos elementos da face da fratura, representando a história de evolução da fratura. Se toda a superfície da fratura abrisse no início da injeção, o parâmetro k atingiria seu máximo absoluto igual a dois.

Carter [7] definiu τ como o tempo de abertura, sendo que cada elemento da face da fratura possui seu próprio τ . Com esta consideração a vazão de filtração pelas duas faces da fratura é definida pela eq. (2.17):

$$\frac{\partial V_L}{\partial t} = \frac{2C_L}{\sqrt{t-\tau}} \partial A \quad (2.17)$$

Carter [7] formulou um balanço de massa em termos de vazão, considerando que a vazão de injeção deve ser igual à soma da vazão de filtração com a taxa de crescimento do volume da fratura. Para a definição da vazão de filtração, Carter [7] assumiu que o crescimento da fratura ao longo do tempo é conhecido, tornando possível definir a vazão de filtração como a soma das diferentes vazões através dos diferentes elementos das duas faces da fratura. Já a taxa de crescimento do volume da fratura será função da variação da área com o tempo e da abertura com o tempo, não esquecendo que cada nova área criada traz uma perda adicional por *spurt loss*. O balanço de massa, que considera a vazão de injeção constante, pode ser então definido pela eq. (2.18):

$$q = 2 \int_0^i \frac{C_L}{\sqrt{t-\tau}} \frac{dA}{dt} d\tau + 2S_p \frac{dA}{dt} + w \frac{dA}{dt} + A \frac{dw}{dt} \quad (2.18)$$

A solução analítica para o balanço de massa de Carter [7] é obtida considerando que a variação da abertura com o tempo é muito menor que a variação da área com o tempo e, desta forma, assumi-se que a fratura já possui sua abertura final desde o início, eq. (2.19):

$$A(t) = \frac{(w + 2S_p)q}{4C_L^2\pi} \left[\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (2.19)$$

Sendo β definido pela eq. (2.20):

$$\beta = \frac{2C_L \sqrt{\pi}}{w + 2S_p} \quad (2.20)$$

2.4.3. Deformação elástica da rocha

As relações básicas de fluxo e de balanço de massa são acopladas utilizando a relação entre a abertura da fratura e a *net pressure*, que é estabelecida pela elasticidade linear.

A deformação elástica implica mudanças reversíveis, ou seja, quando a força é removida, as partículas voltam às suas posições iniciais, não se verificando qualquer deformação permanente no material. Neste caso diz-se que existiu um comportamento elástico. Por outro lado, a iniciação e propagação de uma fratura mostram que o material rompeu, ocorrendo desta forma uma alteração irreversível. Para a modelagem do fraturamento hidráulico se considera que a ruptura do material está ocorrendo na ponta da fratura enquanto que no restante da fratura estará ocorrendo uma deformação elástica. Desta forma, a elasticidade linear é uma ferramenta útil no estudo do fraturamento hidráulico, pois tanto a tensão quanto a deformação, exceto a deformação mais complexa que ocorre na região da ponta da fratura, podem ainda ser adequadamente descritas por esta teoria. Isto se justifica, já que a criação de uma fratura produz pequenas tensões adicionais em relação ao estado de tensão *in situ* existente.

Com base na elasticidade linear, o conceito do estado plano de deformação é utilizado no fraturamento hidráulico para descrever a fratura de forma simplificada. O estado plano de deformação assume que o corpo é infinito em pelo menos uma direção, como por exemplo, na direção *z*. Na existência de forças externas, estas serão aplicadas no plano *x-y*, repetindo-se infinitamente em cada seção. Desta forma, o estado de deformação é independente da coordenada *z*, reduzindo-se o problema em uma dimensão.

Assumindo o estado plano de deformação, Sneddon [8] desenvolveu uma solução matemática que descreve a deformação ocorrida em uma fissura linear pressurizada. Esta deformação é a abertura da fenda e apresenta formato elíptico conforme mostrado na figura 2.8 e pela eq. (2.21).

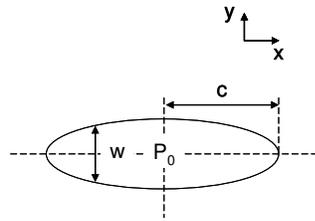


Figura 2.8 – Esquema da deformação ocorrida em uma fenda linear pressurizada.

$$w(x) = \frac{4P_0}{E'} \sqrt{c^2 - x^2} \quad (2.21)$$

Nesta equação, x é a distância a partir do centro da fenda, c é a distância do centro da fenda até a ponta e P_0 é a pressão constante no interior da fenda. O módulo plano de deformação E' é função do módulo de elasticidade e do coeficiente de Poisson, como mostrado pela eq. (2.22).

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)} \quad (2.22)$$

De acordo com a eq. (2.21), a abertura máxima ocorre no centro da fenda com $x = 0$, sendo definida pela eq. (2.23).

$$w_0 = \frac{4cP_0}{E'} \quad (2.23)$$

Esta solução mostra que a abertura depende linearmente da pressão. Aplicando este conceito ao fraturamento hidráulico, a pressão P_0 é substituída pela *net pressure* e abertura w_0 , que representa a abertura máxima no centro da elipse, pode ser substituída pela abertura média da fratura utilizando-se um fator de forma, que será apresentado mais adiante. A relação entre a *net pressure* e a abertura média é expressa por um fator de proporcionalidade que é definido como a complacência da fratura e estabelece que a *net pressure* comprime a formação, resultando na abertura média da fratura, conforme mostrado na eq. (2.24):

$$\bar{w} = c_f P_{NET} \quad (2.24)$$

A complacência da fratura, c_f , é função da dimensão característica e de propriedades elásticas. No fraturamento a dimensão característica pode ser substituída pela metade da altura da fratura, $h_f/2$, ou pelo seu comprimento, x_f . Isto dependerá do plano em que o estado plano de deformação é aplicado. Os modelos 2D desenvolvidos para descrever a propagação da fratura utilizam os planos horizontal e vertical para a aplicação desta teoria. Eles serão abordados mais adiante neste capítulo.

Green e Zerna [9] desenvolveram o mesmo tratamento matemático para uma fenda circular pressurizada. Neste caso, a abertura máxima é definida pela eq. (2.25).

$$w_0 = \frac{8RP_0}{\pi E'} \quad (2.25)$$

2.5. Modelos 2D de propagação de fratura

Os modelos de engenharia para a propagação de uma fratura hidráulica combinam elasticidade, fluxo de fluidos, balanço de massa e em alguns casos um critério de propagação. Dado o histórico de injeção do fluido, um modelo deve prever a evolução com o tempo das dimensões da fratura e da pressão no poço. O comprimento da fratura é uma variável muito importante para as estimativas de produção. Da mesma forma é a abertura, que permite o posicionamento do agente de sustentação, fornecendo condutividade à fratura. Modelos que estimam estas duas dimensões enquanto a terceira, a altura da fratura, é fixa, são chamados modelos 2D.

Outra simplificação utilizada nos modelos 2D inicialmente é que eles relacionam o comprimento e a abertura da fratura sem considerar detalhes da filtração. Este é o conceito das chamadas equações de abertura.

2.5.1. Equação de abertura de Perkins and Kern – Modelo PKN

O modelo PKN estabelece que a condição de estado plano de deformação ocorre no plano vertical, normal a direção de propagação da fratura, a qual é considerada a dimensão infinita. Desta forma, a hipótese assumida implica que o comprimento da fratura é muito maior que a altura da fratura, e que a abertura é ainda menor que estas duas dimensões. Cabe ressaltar que o modelo permite que os estados de tensão e de deformação não sejam exatamente iguais em todos os planos verticais, divergindo um pouco da condição de estado plano de deformação.

Outra hipótese assumida pelo modelo é que a *net pressure* é constante ao longo do plano vertical, sendo função apenas da coordenada lateral x . De acordo com a eq. (2.21), esta hipótese define o formato elíptico da fratura no plano vertical e permite a aplicação da eq. (2.23) utilizando como dimensão característica a metade da altura da fratura, conforme mostrado pela eq. (2.26):

$$w_0 = \frac{2h_f P_{NET}}{E'} \quad (2.26)$$

A abertura w_0 variará com a coordenada lateral x , já que é função da *net pressure*, conforme mostrado na figura 2.9. Para definir esta variação, Perkins and Kern [10] utilizaram a eq. (2.5), que define o gradiente de pressão num canal de seção elíptica, e para determinar a velocidade média na seção elíptica, assumiram que o fluxo na fratura é igual a vazão de injeção. Desta forma, sabendo-se que a área da elipse pode ser definida pela eq. (2.27):

$$A_{ellipse} = \pi \frac{h_f w_0}{2} \quad (2.27)$$

O gradiente de pressão na fratura pode ser expresso pela eq. (2.28):

$$\frac{dP_{NET}}{dx} = -\frac{64\mu q}{\pi w_0^3 h_f} \quad (2.28)$$

Substituindo a eq. (2.26) na eq. (2.28), e integrando esta equação com a condição de *net pressure* nula na ponta da fratura, é obtido o perfil da abertura da fratura ao longo da coordenada lateral x conforme mostrado pela eq. (2.29).

$$w_0(x) = w_{w,0} \left(1 - \frac{x}{x_f}\right)^{1/4} \quad (2.29)$$

Onde a abertura máxima da elipse no poço, $w_{w,0}$, é definida pela eq. (2.30):

$$w_{w,0} = 3,57 \left(\frac{\mu q x_f}{E'}\right)^{1/4} \quad (2.30)$$

Esta é a equação de abertura de Perkins e Kern [10], que relaciona o comprimento da fratura à abertura máxima da fratura no poço sem considerar a filtração, isto é, assume a hipótese de que a face da fratura é impermeável. Para a definição da abertura média da fratura, basta multiplicar a abertura máxima no poço por um fator de forma conforme definido pela eq. (2.31):

$$\bar{w} = \gamma w_{w,0} \quad (2.31)$$

No modelo de Perkins e Kern este fator deve considerar o formato elíptico da fratura na direção vertical, sendo ele a constante $\pi/4$, e deve considerar também a variação lateral da fratura, sendo esta expressa pelo fator 4/5. Desta forma, a abertura média é definida pela eq. (2.32):

$$\bar{w} = 2,24 \left(\frac{\mu q x_f}{E'}\right)^{1/4} \quad (2.32)$$

Acoplando a equação da abertura média a um balanço de massa simples, válido para o caso sem filtração e com vazão de injeção constante, eq. (2.33), é

possível definir o comprimento da fratura em função do tempo, eq. (2.34), a abertura da fratura em função do tempo, eq. (2.35), e a *net pressure* em função do tempo, eq. (2.36), para o modelo de Perkins e Kern. Cabe ressaltar que, no modelo de Perkins e Kern, a *net pressure* aumenta com o tempo.

$$qt = \bar{w} x_f h_f \quad (2.33)$$

$$x_f = 0,524 \left(\frac{q^3 E'}{\mu h_f^4} \right)^{1/5} t^{4/5} \quad (2.34)$$

$$w_{w,0} = 3,04 \left(\frac{q^2 \mu}{E' h_f} \right)^{1/5} t^{1/5} \quad (2.35)$$

$$P_{NET} = 1,52 \left(\frac{E'^4 \mu q^2}{h_f^6} \right)^{1/5} t^{1/5} \quad (2.36)$$

Na indústria do petróleo outra versão da eq. (2.30) é mais utilizada, eq. (2.37), pois apresenta uma constante melhorada. Essa pequena modificação foi definida utilizando-se o limite de um resultado encontrado por Nordgren [11], sendo desta forma conhecida como a equação de abertura de Perkins-Kern-Nordgren (PKN):

$$w_{w,0} = 3,27 \left(\frac{\mu q x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad (2.37)$$

Utilizando o fator de forma é possível definir a abertura média para a equação de Perkins-Kern-Nordgren, eq. (2.38):

$$\bar{w} = 2,05 \left(\frac{\mu q x_f}{E'} \right)^{1/4} \quad (2.38)$$

Com a inclusão da equação da continuidade, Nordgren [11] adicionou a filtração ao modelo de Perkins e Kern. Como a solução obtida para o modelo PKN é numérica, somente é possível expressar analiticamente algumas aproximações da geometria da fratura utilizando os casos limites de alta e baixa eficiência. O tempo adimensional, t_D , definido por Nordgren com a eq. (2.39), é o parâmetro utilizado para avaliar a eficiência.

$$t_D = \left(\frac{64 C_L^5 E' h_f}{\pi^3 \mu q^3} \right)^{2/3} t \quad (2.39)$$

O parâmetro C_L é o coeficiente de filtração, introduzido por Carter [7]. Para valores de $t_D < 0,01$, o caso é de alta eficiência, e o comprimento e abertura da fratura podem ser aproximados pelas eq. (2.40) e (2.41) respectivamente.

$$x_f(t) = 0,39 \left(\frac{E' q^3}{\mu h_f^4} \right)^{1/5} t^{4/5} \quad (2.40)$$

$$w_w = 2,18 \left(\frac{\mu q^2}{E' h_f} \right)^{1/5} t^{1/5} \quad (2.41)$$

Já para valores de $t_D > 1$, o caso é de baixa eficiência, e o comprimento e abertura da fratura podem ser aproximados pelas eq. (2.42) e (2.43) respectivamente.

$$x_f(t) = \frac{q \sqrt{t}}{2\pi C_L h_f} \quad (2.42)$$

$$w_w = 4 \left(\frac{\mu q^2}{\pi^3 E' C_L h_f} \right)^{1/4} t^{1/8} \quad (2.43)$$

A solução apresentada por Perkins, Kern e Nordgren não leva em consideração a mecânica da fratura e o efeito de extremidade, pois considera que a energia necessária para se propagar uma fratura é significativamente menor do que a necessária para permitir o fluxo de fluidos ao longo do comprimento da fratura. Desta forma, a solução apresentada concentra-se no fluxo de fluidos. Além disso, conforme mostrado, ela é válida para fraturas confinadas, isto é, de altura fixa, quando o comprimento da fratura é muito maior que sua altura.

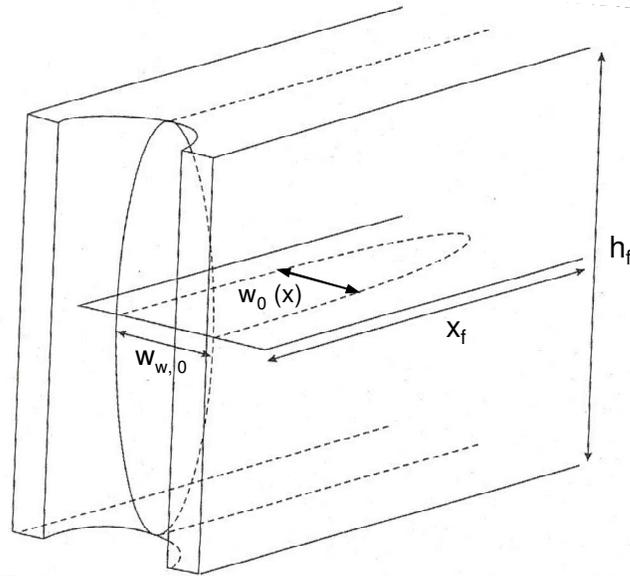


Figura 2.9 – Geometria PKN [6].

2.5.2.

Equação de abertura de Khristianovich-Zhel'tov-Geertsma-deKlerk – Modelo KGD

Khristianovich e Zhel'tov [12] desenvolveram um modelo de fratura no qual a fratura é criada com a mesma abertura ao longo de todo o plano vertical, isto é, ao longo de toda a altura da fratura, de forma que a seção vertical resultante é um retângulo, conforme mostrado na figura 2.10. A hipótese é razoável para fraturas com altura muito maior que seu comprimento ou na condição de que as faces da fratura deslizem no topo e na base do reservatório e, desta forma, a abertura passa a ser função apenas da coordenada lateral x . O estado de deformação plana neste caso é aplicado no plano horizontal da fratura, isto é, no plano normal a direção da altura da fratura, a qual é considerada a dimensão infinita, implicando uma altura de fratura muito maior que seu comprimento, e uma abertura ainda menor que estas duas dimensões.

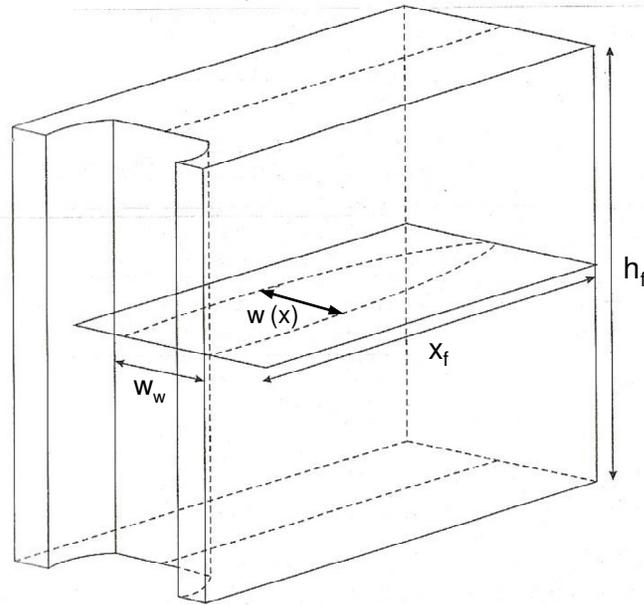


Figura 2.10 – Geometria KGD [6].

A solução encontrada por Khristianovich e Zheltov [12] inclui aspectos da mecânica da fratura relacionados à extremidade da fratura. Eles assumiram que a vazão na fratura é constante e que a pressão na fratura pode ser aproximada por uma pressão constante, exceto em uma pequena região próxima a extremidade da fratura, a qual foi considerada uma região não-molhada e, desta forma, não possui pressão. Esta hipótese é utilizada porque o gradiente de pressão na fratura é altamente sensível a sua abertura, apresentando maior variação apenas na extremidade da fratura. Eles mostraram que em função desta região seca ser muito pequena, a pressão no restante da fratura é quase igual a pressão no poço, apresentando um rápido declínio próximo a extremidade da fratura.

Aproveitando o resultado de que a região da extremidade da fratura é bem pequena, Geertsma e deKlerk [13] simplificaram a solução encontrada por Khristianovich e Zheltov. Eles utilizaram a equação do gradiente de pressão para um canal retangular, eq. (2.3), em sua forma integral e aplicaram a condição de Barenblatt [14]. Esta condição requer um fechamento suave da extremidade da fratura e implica um fator de intensidade de tensão nulo. O perfil de abertura obtido considerando a região não pressurizada da extremidade da fratura pode ser aproximado pelo perfil de fratura com pressão constante, apresentado pela eq. (2.21) e cuja abertura máxima foi apresentada pela eq. (2.23). Substituindo a dimensão característica, c , pelo comprimento da fratura na eq. (2.23), é obtida a eq. (2.44):

$$w_w = \frac{4x_f P_{NET}}{E'} \quad (2.44)$$

Resolvendo as equações propostas, Geertsma e deKlerk [13] chegaram a uma equação explícita da abertura, sendo esta a equação de abertura do modelo KGD, definida pela eq. (2.45). Da mesma forma que a equação de abertura de Perkins e Kern [10], a equação de abertura do modelo KGD relaciona o comprimento da fratura à abertura da fratura no poço sem considerar a filtração, isto é, assume a hipótese de que a face da fratura é impermeável.

$$w_w = 3,22 \left(\frac{\mu q x_f^2}{E' h_f} \right)^{1/4} \quad (2.45)$$

Para a definição da abertura média, eq. (2.46), é utilizado apenas o fator de forma $\pi/4$, considerando o formato elíptico na horizontal, já que a abertura é constante no plano vertical.

$$\bar{w} = 2,53 \left(\frac{\mu q x_f^2}{E' h_f} \right)^{1/4} \quad (2.46)$$

Acoplando a solução da abertura média a um balanço de massa simples, válido para o caso sem filtração e com vazão de injeção constante, eq. (2.33), é possível definir o comprimento da fratura em função do tempo, eq. (2.47), a abertura da fratura em função do tempo, eq. (2.48), e a *net pressure* em função do tempo, eq. (2.49), para o modelo KGD. Cabe ressaltar que no modelo KGD, a *net pressure* diminui com o tempo.

$$x_f = 0,539 \left(\frac{q^3 E'}{\mu h_f^3} \right)^{1/6} t^{2/3} \quad (2.47)$$

$$w_w = 2,36 \left(\frac{q^3 \mu}{E' h_f^3} \right)^{1/6} t^{1/3} \quad (2.48)$$

$$P_{NET} = 1,09 (E'^2 \mu)^{1/3} t^{-1/3} \quad (2.49)$$

Geertsma e deKlerk [13] também incorporaram ao modelo a filtração seguindo o método de Carter [7], utilizando um balanço de massa, eq. (2.50):

$$x_f = \frac{q w_w}{64 C_L^2 h_f} \left(\exp(\beta^2) \operatorname{erfc}(\beta) + \frac{2\beta}{\sqrt{\pi}} - 1 \right) \quad (2.50)$$

Sendo β definido pela eq. (2.51):

$$\beta = \frac{8 C_L \sqrt{\pi}}{\pi w_w} \quad (2.51)$$

Conforme apresentado, o modelo KGD coloca maior enfoque na mecânica da fratura e estima o gradiente de pressão de forma mais aproximada. Cabe lembrar que o modelo é válido para fraturas confinadas, isto é, de altura fixa, quando a altura da fratura é muito maior que seu comprimento.

2.5.3. Modelo radial

Fraturas radiais são aquelas que se desenvolvem sem encontrar barreiras. Elas podem se desenvolver no fraturamento de reservatórios homogêneos espessos ou ainda nos fraturamentos ocorridos a partir de um pequeno intervalo canhoneado.

Um modelo razoável de abertura para a fratura radial pode ser desenvolvido por analogia aos modelos PKN e KGD a partir da relação entre suas aberturas médias, considerando o raio da fratura, R , igual ao comprimento da fratura, x_f , sendo este igual a metade da altura, $h/2$. Este modelo é apresentado pela eq. (2.52).

$$\bar{w} = 2,24 \left(\frac{\mu q R}{E'} \right)^{1/4} \quad (2.52)$$

Acoplando a solução da abertura média a um balanço de massa simples, válido para o caso sem filtração e com vazão de injeção constante, eq. (2.53), é possível definir o raio da fratura em função do tempo, eq. (2.54), a abertura média da fratura em função do tempo, eq. (2.55), e a *net pressure* em função do tempo, eq. (2.56), para o modelo radial. Cabe ressaltar que, da mesma forma que no modelo KGD, a *net pressure* diminui com o tempo no modelo radial.

$$qt = \bar{w} \frac{\pi R^2}{2} \quad (2.53)$$

$$x_f = 0,572 \left(\frac{q^3 E'}{\mu} \right)^{1/9} t^{4/9} \quad (2.54)$$

$$\bar{w} = 1,95 \left(\frac{q^3 \mu^2}{E'^2} \right)^{1/9} t^{1/9} \quad (2.55)$$

$$P_{NET} = 2,51 (E'^2 \mu)^{1/3} t^{-1/3} \quad (2.56)$$

2.6. Diagnóstico da fratura a partir do gráfico log-log

O gráfico do logaritmo da *net pressure* versus o logaritmo do tempo é uma ferramenta utilizada para interpretar o processo de fraturamento. As inclinações da curva de pressão observadas no gráfico são características de tipos de geometria de fratura e de modos de propagação. Foram definidos seis tipos de propagação distintos que estão representados na figura 2.11 e na tabela 2.1. O primeiro tipo de propagação é identificado pela redução da *net pressure* com o tempo, indicando que fratura está se propagando sem restrições, como pode ser observado quando o intervalo canhoneado é pequeno em relação à espessura do reservatório. Esse comportamento de redução da pressão com o tempo é o análogo ao modelo KGD, que implica uma altura de fratura muito maior que seu comprimento, e ao modelo radial, que representa uma propagação da fratura sem barreiras. A partir do momento que a altura da fratura encontra barreiras, isto é, zonas de maior tensão no topo e na base do reservatório, sua propagação passa a ser confinada e a pressão começa a aumentar. Este tipo de propagação onde a pressão cresce com o tempo é o comportamento previsto pelo modelo PKN. Quando a fratura começa a penetrar nas barreiras adjacentes, ocorrendo um crescimento em altura controlado, é observado um crescimento da pressão com o tempo, porém numa taxa menor que a observada anteriormente, indicando o tipo de propagação III, que também pode ser função do aumento da permeabilidade de fissuras naturais presentes na formação. O tipo de propagação IV, onde a pressão é constante ao longo do tempo, pode ter distintas causas. Uma delas é quando a pressão medida se aproxima da pressão de sobrecarga. Neste caso, é possível que a fratura mude a sua direção de propagação, de vertical para horizontal, originando uma fratura em formato T. Outras possíveis causas para a propagação tipo IV são: abertura das fissuras naturais presentes na formação, que regulam a pressão para um valor constante através do controle da filtração; e o crescimento da fratura através da barreira, ficando parte de sua abertura reduzida devido à maior tensão da barreira, sendo este fenômeno conhecido como *pinch point*. O modo de propagação tipo V ocorre quando um grande aumento de pressão é observado, indicando uma restrição na propagação da fratura. Esta restrição pode ser função de um *tip screenout*, que é uma restrição na extremidade da fratura, ou pode ocorrer próxima ao poço, identificada por um crescimento de pressão ainda maior. Já o

modo de propagação tipo VI representa um crescimento vertical descontrolado, sendo observada assim uma queda da pressão com o tempo.

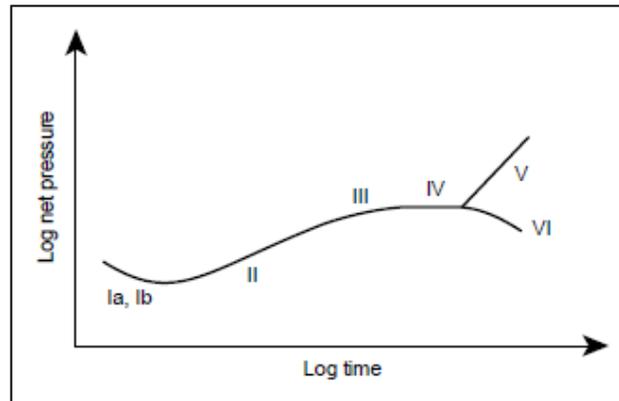


Figura 2.11 – Tipos de propagação da fratura identificados a partir de um gráfico log-log da *net pressure* versus tempo [5].

Interpretação das inclinações da curva de pressão no gráfico log-log da *net pressure* versus tempo (considera $n = 0,5$)

Tipo de propagação	Inclinação no log-log	Interpretação
Ia	-1/6 a -1/5	KGD
Ib	-1/8 a -1/5	Radial
II	1/6 a 1/4	PKN
III	Reduz a partir de II	Crescimento em altura controlado
		Aumento da permeabilidade de fissuras
IV	0	Crescimento em altura através de pinch point
		Dilatação das fissuras
		Fratura em formato T
V	≥ 1	Restrição na propagação da fratura
VI	Negativa a partir de IV	Crescimento descontrolado em altura

Tabela 2.1 - Interpretação das inclinações da curva de pressão no gráfico log-log da *net pressure* versus tempo.

2.7. Crescimento da fratura com base na lei de potência

Considerando a vazão de injeção constante, Nolte [15,16,17] assumiu que o crescimento da área da fratura segue uma relação de potência com o tempo, eq. (2.57):

$$\frac{A}{A_{fp}} = \left(\frac{t}{t_p} \right)^\alpha \quad (2.57)$$

sendo o expoente α constante no tempo. Com esta hipótese, Nolte introduziu uma nova função, eq. (2.58):

$$g_0(\alpha) = \frac{V_{Lp}}{2C_L A_{fp} \sqrt{t_p}} \quad (2.58)$$

A função $g_0(\alpha)$ pode ser considerada igual ao fator k de distribuição do tempo de abertura, porém ela é definida ao final do bombeio, t_p , e possui algumas restrições. Ela assume que o crescimento da área da fratura é uma função da potência do tempo, que a filtração ocorre de acordo com o modelo de Carter [7] e não considera o *spurt loss*, que deve ser adicionado ao volume filtrado, V_{Lp} . A função $g_0(\alpha)$ pode ser definida analiticamente pela eq. (2.59):

$$g_0(\alpha) = \frac{\alpha \sqrt{\pi} \Gamma(\alpha)}{\Gamma\left(\frac{3}{2} + \alpha\right)} \quad (2.59)$$

2.7.1. O expoente α

Conforme mostrado pela eq. (2.59), g_0 é somente função do expoente α . Nolte definiu valores limites para α de acordo com a eficiência. O limite inferior α_0 , se aplica a um comportamento da fratura dominado pela filtração, sendo a eficiência próxima de zero. Já o limite superior α_1 , se aplica para uma filtração que pode ser desprezada e desta forma a eficiência se aproxima de 1.

Considerando o caso em que a eficiência se aproxima de zero, pode-se assumir que todo o volume injetado, V_i , é perdido pra formação, sendo igual ao volume perdido durante o bombeio, V_{Lp} . Neste caso a área da fratura é proporcional a raiz do tempo, e desta forma o limite inferior α_0 é igual a $1/2$. A eq. (2.60) mostra esta relação, combinando a eq. (2.14), que define V_i com a eq. (2.58), que define o volume perdido pra formação, V_{Lp} , sem considerar o *spurt loss*.

$$A = \frac{qt}{2C_L \sqrt{t} g_0} \propto t^{1/2} \quad \rightarrow \quad \alpha_0 = \frac{1}{2} \quad (2.60)$$

Já para o caso em que a eficiência se aproxima de 1, o volume filtrado é aproximadamente zero e, desta forma, o volume injetado, V_i , pode ser

aproximado pelo volume da fratura no final do bombeio, V_{fp} . Igualando as eq. (2.13) e (2.14), temos a eq. (2.61):

$$A = \frac{qt}{w} \quad (2.61)$$

O limite superior do expoente α pode ser definido utilizando a eq. (2.61) e as relações de abertura da fratura durante o bombeio para cada modelo considerando fluido não Newtoniano [5], conforme apresentado pelas eqs. (2.62).

$$\begin{aligned} PKN &\rightarrow w \propto \left(\frac{Kq^n}{E'}\right)^{\frac{1}{2n+2}} \left[h_f^{1-n} x_f\right]^{\frac{1}{2n+2}} \\ KGD &\rightarrow w \propto \left(\frac{Kq^n}{E'}\right)^{\frac{1}{2n+2}} \left[\frac{x_f^2}{h_f^n}\right]^{\frac{1}{2n+2}} \\ Radial &\rightarrow w \propto \left(\frac{Kq^n}{E'}\right)^{\frac{1}{2n+2}} \left[R^{2-n}\right]^{\frac{1}{2n+2}} \end{aligned} \quad (2.62)$$

Combinando a eq. (2.61) e a eq. (2.62), é possível definir a relação da área com o tempo para cada modelo. Nos modelos PKN e KGD a área é proporcional a x_f e para o modelo radial a área é proporcional a R^2 , eqs. (2.63):

$$\begin{aligned} PKN &\rightarrow x_f \propto t^{(2n+2)/(2n+3)} \\ &x_f \propto A \rightarrow \alpha_1 = \frac{(2n+2)}{(2n+3)} \\ KGD &\rightarrow x_f \propto t^{(n+1)/(n+2)} \\ &x_f \propto A \rightarrow \alpha_1 = \frac{(n+1)}{(n+2)} \\ Radial &\rightarrow R \propto t^{(2n+2)/(3n+6)} \\ &R^2 \propto A \rightarrow \alpha_1 = \frac{(4n+4)}{(3n+6)} \end{aligned} \quad (2.63)$$

Durante a operação de fraturamento, a eficiência inicia em seu máximo e reduz gradualmente com a propagação da fratura em função do aumento da área exposta a filtração. Como resultado a área da fratura deveria evoluir com um expoente α que reduziria ao longo do tempo. Neste caso, a variação do expoente com o tempo alteraria a filtração, já que esta é função da evolução da área da fratura. Por simplificação, como este efeito é pequeno, foi assumido que o expoente α é constante, sendo este definido com base na eficiência do tratamento e utilizando os valores limites de α , eq. (2.64).

$$\alpha = \alpha_0 + \eta(\alpha_1 - \alpha_0) \quad (2.64)$$

2.8. Testes de calibração

Para garantir o sucesso de uma operação de fraturamento hidráulico é necessário um cuidadoso projeto e preparo do tratamento. Em contrapartida, este projeto requer o conhecimento de diversos parâmetros que nem sempre são conhecidos. Para tentar resolver este problema são realizados testes de calibração antes da operação principal do fraturamento hidráulico.

Os testes de calibração têm como objetivo obter informações da formação, de forma a aprimorar o projeto inicial do tratamento. Essas informações são estimadas através do bombeio de fluido para a formação e também através do declínio de pressão. Com o bombeio de fluido para a formação, os testes permitem identificar:

- Pressão e vazão de propagação da fratura, através do teste conhecido como *Step Rate Test*;
- Tortuosidades próximas ao poço e a perda de carga nos canhoneados, através do *Step Down Test*;
- A possível geometria da fratura com confinamento ou não em altura, a partir da interpretação da pressão durante o bombeio do minifrac.

O minifrac é o principal teste de calibração. Ele utiliza o mesmo fluido e a mesma vazão do tratamento principal, porém não é bombeado o agente de sustentação, possibilitando o conhecimento de informações importantes para o desenho do tratamento. Além dos parâmetros inferidos durante o bombeio, o declínio de pressão do minifrac permite estimar:

- Pressão de fechamento da fratura;
- Coeficiente de filtração;
- Eficiência do fluido, que permite também a determinação do expoente α .

Esse conhecimento é adicionado ao modelo, aprimorando o projeto e aumentando as chances de sucesso da operação.

2.9. Declínio de pressão – análise de Nolte

Com o término da injeção de fluido é iniciado o declínio de pressão. O comportamento da fratura durante o declínio é todo governado pelo processo de filtração e pelo balanço de massa. Durante este período, a pressão no poço começa a declinar e as faces da fratura vão se aproximando até o seu fechamento completo, no caso dos testes de calibração. Toda a variação de volume é atribuída à redução na abertura da fratura, assumindo que a área permanece constante e que não há mais propagação. Como os modelos relacionam a abertura da fratura à *net pressure* através da complacência, a combinação dos dois últimos permite a estimativa dos parâmetros de filtração, considerando que o declínio é função deste processo. Conforme mencionado, este é um dos objetivos da realização do teste de calibração, conhecido como minifrac.

Assumindo que a área da fratura permanece constante durante o declínio de pressão, Nolte [15,16,17] estendeu a definição de $g_0(\alpha)$, que se concentrava no término do bombeio, t_p , para todo o período do declínio de pressão, definindo a função volume perdido para a formação, eq. (2.65):

$$g(\Delta t_D, \alpha) = \frac{V_{L(t_p + \Delta t)}}{2C_L A_{fp} \sqrt{t_p}} \quad (2.65)$$

O subscrito p refere-se ao término do bombeio e o tempo Δt é o período que se inicia após o desligamento das bombas. Desta forma, $V_{L(tp+\Delta t)}$ é o volume filtrado durante o bombeio e durante o declínio de pressão, incluindo apenas o volume que é função do coeficiente de filtração. O volume total perdido para a formação pode ser ainda maior se o *spurt loss* for diferente de zero. O tempo adimensional, Δt_D é definido pela eq. (2.66):

$$\Delta t_D = \frac{t - t_p}{t_p} = \frac{\Delta t}{t_p} \quad (2.66)$$

Nolte [15,16,17] definiu a solução analítica de $g(\Delta t_D, \alpha)$ para dois valores específicos de α , eq. (2.67) e eq. (2.68):

$$\alpha = \frac{1}{2} \rightarrow g(\Delta t_D, 1/2) = (1 + \Delta t_D) \text{sen}^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + \Delta t_D^{1/2} \quad (2.67)$$

$$\alpha = 1 \rightarrow g(\Delta t_D, 1) = \frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2} \right] \quad (2.68)$$

Para a definição da função $g(\Delta t_D, \alpha)$ para outros valores de α , Nolte [16] sugeriu a utilização de uma interpolação, eq. (2.69):

$$g(\Delta t_D, \alpha) = g(\Delta t_D, 1/2) + \frac{\alpha - \alpha_0}{1 - \alpha_0} [g(\Delta t_D, 1) - g(\Delta t_D, 1/2)] \quad (2.69)$$

Valkó e Economides [6] definiram uma solução analítica para qualquer valor de α utilizando a função $F[a, b; c; z]$, que é a função hipergeométrica, sendo esta tabelada, eq. (2.70):

$$g(\Delta t_D, \alpha) = \frac{4\alpha\sqrt{\Delta t_D} + 2\sqrt{1 + \Delta t_D} F[1/2, \alpha; 1 + \alpha; (1 + \Delta t_D)^{-1}]}{1 + 2\alpha} \quad (2.70)$$

Durante o declínio de pressão de um tratamento de calibração, pode-se assumir que o volume da fratura ao final do bombeio, V_{fp} , é igual ao volume de fluido filtrado durante o declínio, V_{Ls} , já que não é bombeado agente de sustentação no tratamento de calibração. Desta forma, a taxa de variação do volume da fratura é igual a vazão de filtração, q_L , eq. (2.71):

$$V_{fp} = V_{Ls} \rightarrow \frac{dV_{fp}}{d\Delta t} = \frac{dV_{Ls}}{d\Delta t} = q_L \quad (2.71)$$

Assumindo que a área permanece constante durante o declínio de pressão, a eq. (2.71) pode ser reescrita conforme apresentado pela eq. (2.72).

$$-A_{fp} \frac{d\bar{w}}{d\Delta t} = q_L \quad (2.72)$$

A vazão de filtração total, q_L , é obtida integrando a eq. (2.17) com relação a área, eq. (2.73):

$$q_L = \frac{2C_L A_{fp}}{\sqrt{t_p}} f(\Delta t_D, \alpha) \quad (2.73)$$

Onde a função $f(\Delta t_D, \alpha)$ é a função vazão de filtração, sendo igual a derivada da função $g(\Delta t_D, \alpha)$ [16], eq. (2.74):

$$f(\Delta t_D, \alpha) = \frac{dg(\Delta t_D, \alpha)}{d\Delta t_D} \quad (2.74)$$

Utilizando a equação da vazão de filtração, eq. (2.73), e a relação entre a *net pressure* e a abertura, dada pela eq. (2.24), assumindo que a complacência da fratura é constante, o balanço de massa da eq. (2.72) pode ser reescrito como mostra a eq. (2.75):

$$-A_{fp} c_f \frac{dP_{NET}}{d\Delta t} = \frac{2C_L A_{fp}}{\sqrt{t_p}} f(\Delta t_D, \alpha) \quad (2.75)$$

Utilizando a definição de Δt_D , eq. (2.66), a relação entre $f(\Delta t_D, \alpha)$ e $g(\Delta t_D, \alpha)$, eq. (2.74), e integrando a eq. (2.75) de $\Delta t_D = 0$ até Δt , é obtida a eq. (2.76):

$$P_{ISIP} - P_w(\Delta t_D) = \frac{2C_L\sqrt{t_p}}{c_f} [g(\Delta t_D, \alpha) - g_0(\alpha)] \quad (2.76)$$

A pressão P_{ISIP} é definida como a pressão no poço no momento do desligamento das bombas e P_w é a pressão no poço durante o declínio de pressão. Nolte [15,16,17] estabeleceu ainda a função $G(\Delta t_D, \alpha)$, sendo a função declínio de pressão, definida pela eq. (2.77):

$$G(\Delta t_D, \alpha) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D, \alpha) - g_0(\alpha)] \quad (2.77)$$

Desta forma a eq. (2.76) pode ser reescrita como mostra a eq. (2.78):

$$P_{ISIP} - P_w(\Delta t_D) = \frac{\pi C_L\sqrt{t_p}}{2c_f} G(\Delta t_D, \alpha) \quad (2.78)$$

Esta equação lineariza a relação entre o diferencial de pressão e a função G , estabelecendo que em condições ideais o declínio de pressão pode ser aproximado por uma reta e o fechamento da fratura ocorrerá quando a curva de pressão se desviar da reta. Neste ponto, a pressão de fechamento é chamada P_c e a função G é chamada de $G(\Delta t_{cD})$, onde Δt_{cD} é o tempo adimensional no momento do fechamento da fratura, conforme mostrado na figura 2.12.

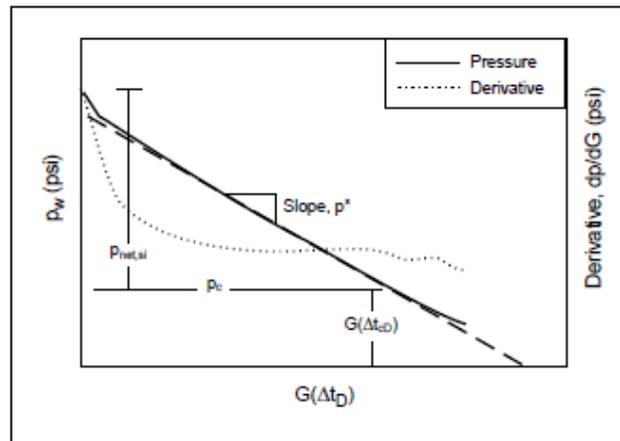


Figura 2.12 – Declínio de pressão em condições ideais, permitindo que a relação entre a pressão e a função G seja aproximada por uma reta [5].

A inclinação da reta, p^* , é dada pela eq.(2.79):

$$p^* = \frac{\pi C_L\sqrt{t_p}}{2c_f} \quad (2.79)$$

Desta forma, um gráfico do diferencial de pressão versus a função G , combinado às equações de complacência da fratura que definem c_f , permitem a estimativa do coeficiente de filtração C_L , como será apresentado no próximo tópico.

A eficiência do teste de calibração pode ser definida a partir da função $g(\Delta t, \alpha)$, relacionando-se o volume da fratura no final do bombeio, que no teste de calibração é igual ao volume filtrado durante o declínio, com o volume total bombeado, que no teste de calibração é igual ao volume total de fluido filtrado para a formação. Assumindo o spurt loss igual a zero, o volume filtrado ao final do bombeio, V_{Lp} , é definido pela eq. (2.58). Já o volume filtrado durante o declínio de pressão pode ser definido combinando a eq. (2.58) com a eq. (2.65), sendo igual a eq. (2.80):

$$V_{Ls}(\Delta t_D) = 2C_L \sqrt{t_p} A_{fp} [g(\Delta t_D, \alpha) - g_0(\alpha)] \quad (2.80)$$

A eficiência do tratamento pode ser expressa pela eq.(2.81):

$$\eta = \frac{V_{Ls}(\Delta t_{cD})}{V_{Lp} + V_{Ls}(\Delta t_{cD})} = \frac{g(\Delta t_{cD}, \alpha) - g_0(\alpha)}{g(\Delta t_{cD}, \alpha)} \quad (2.81)$$

Uma aproximação da eficiência também pode ser obtida a partir da função G , eq. (2.82). Para tanto basta substituir a definição da função G , dada pela eq. (2.77), na eq. (2.81), e assumir $\alpha = 1/2$, sendo $g_0 = \pi/2$, sabendo-se que esta aproximação também considera o *spurt loss* igual a zero.

$$\eta \cong \frac{G(\Delta t_{cD})}{2 + G(\Delta t_{cD})} \quad (2.82)$$

Cabe ressaltar, que a eficiência é uma variável de estado, que significa dizer que ela terá valores diferentes no minifrac e no tratamento principal. Apenas o coeficiente de filtração é um parâmetro do modelo, podendo ser transferido diretamente do minifrac para o tratamento principal.

2.9.1.

Determinação da complacência c_f para cada geometria

Como o coeficiente de filtração é função da complacência da fratura, c_f , é preciso defini-la para cada geometria. A complacência da fratura é encontrada através da definição da abertura média que é a razão entre o volume da fratura e a área da fratura, eq. (2.13). O volume de uma asa de uma fissura linear [6,8] é dado pela eq. (2.83), considerando que a fissura linear possui comprimento $2c$ e

extensão δ conforme apresentado na figura 2.13, e que foi aberta por uma *net pressure* constante.

$$V = \frac{\pi \delta c^2 P_{NET}}{E'} \quad (2.83)$$

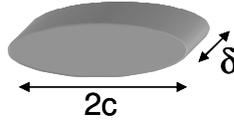


Figura 2.13 – Fissura linear de comprimento $2c$ e extensão δ

Para o modelo PKN, no qual é assumido o estado plano de deformação no plano vertical, o meio-comprimento c é substituído pela metade da altura e δ pelo meio-comprimento x_f da fratura. Como as duas asas da fissura são contabilizadas neste caso, o volume deve ser multiplicado por 2. Assim, a abertura média do modelo PKN pode ser definida pela eq. (2.84):

$$\bar{w} = \frac{V}{h_f x_f} = 2 \frac{\pi x_f h_f^2 P_{NET}}{4E'} \frac{1}{h_f x_f} = \frac{\pi h_f}{2E'} P_{NET} \quad (2.84)$$

E desta forma, pode-se definir a complacência que é o fator de proporcionalidade entre a abertura média e a *net pressure*, eq. (2.85):

$$c_f^{PKN} = \frac{\pi h_f}{2E'} \quad (2.85)$$

A mesma equação de volume pode ser aplicada ao modelo KGD, porém como o estado plano de deformação é aplicado ao plano horizontal, o meio-comprimento c é substituído por x_f e δ pela altura da fratura, eq. (2.86):

$$\bar{w} = \frac{V}{h_f x_f} = \frac{\pi h_f x_f^2 P_{NET}}{E'} \frac{1}{h_f x_f} = \frac{\pi x_f}{E'} P_{NET} \quad (2.86)$$

A complacência no modelo KGD é então definida pela eq. (2.87):

$$c_f^{KGD} = \frac{\pi x_f}{E'} \quad (2.87)$$

Com relação ao modelo radial, o volume de uma asa de uma fratura circular [6] é definido pela eq. (2.88):

$$V = \frac{8R^3 P_{NET}}{3E'} \quad (2.88)$$

A abertura média de uma fratura radial e conseqüentemente a complacência do modelo radial são definidos pelas eq. (2.89) e eq. (2.90), respectivamente:

$$\bar{w} = \frac{V}{\pi R^2} = \frac{8R^3 P_{NET}}{3E'} \frac{2}{\pi R^2} = \frac{16R}{3\pi E'} P_{NET} \quad (2.89)$$

$$c_f^{Rad} = \frac{16R}{3\pi E'} \quad (2.90)$$

2.9.2.

Determinação do coeficiente de filtração C_L

Conforme já apresentado pela eq. (2.79), o coeficiente de filtração C_L pode ser definido a partir de p^* , que é a inclinação do gráfico do diferencial de pressão versus a função G :

$$C_L = \frac{2c_f p^*}{\pi \sqrt{t_p}} \quad (2.79)$$

Conhecendo-se a complacência da fratura para cada modelo, é possível definir os respectivos coeficientes de filtração:

$$C_L^{PKN} = \frac{h_f p^*}{E' \sqrt{t_p}} \quad (2.91)$$

$$C_L^{KGD} = \frac{2x_f p^*}{E' \sqrt{t_p}} \quad (2.92)$$

$$C_L^{Rad} = \frac{32R p^*}{3\pi^2 E' \sqrt{t_p}} \quad (2.93)$$

Observando as equações do coeficiente de filtração percebe-se que para o modelo PKN, C_L pode ser definido diretamente, pois é função da altura da fratura, a qual é um parâmetro conhecido. Cabe ressaltar que a altura da fratura neste caso é considerada igual à altura permeável. Já o coeficiente de filtração dos modelos KGD e radial são dependentes do comprimento da fratura, sendo estes x_f e R respectivamente. Para determiná-los, partindo da definição da eficiência, eq. (2.10), basta utilizar a hipótese inicial do declínio de pressão durante um teste de calibração, que estabelece que o volume da fratura no final do bombeio é igual ao volume filtrado durante o fechamento da fratura, conforme mostrado pela eq. (2.94):

$$\eta = \frac{V_{fp}}{V_i} = \frac{V_{Ls}}{V_i} \quad (2.94)$$

Utilizando a função G , eq. (2.77), e a definição de V_{Ls} , eq. (2.80), o volume filtrado durante o fechamento da fratura pode ser reescrito pela eq. (2.95):

$$V_{L_s}(\Delta t_D) = \frac{\pi}{2} C_L \sqrt{t_p} A_{fp} G(\Delta t_{cD}, \alpha) \quad (2.95)$$

Substituindo a eq. (2.95) na eq. (2.94) e isolando a área, tem-se a eq. (2.96):

$$A_{fp} = \frac{\eta V_i}{\frac{\pi}{2} C_L \sqrt{t_p} G(\Delta t_{cD}, \alpha)} \quad (2.96)$$

Substituindo as equações de C_L na eq. (2.96), é possível definir o comprimento da fratura para as geometrias PKN, eq.(2.97), KGD, eq. (2.98) e Radial, eq. (2.99):

$$x_f^{PKN} = \frac{2E' \eta V_i}{\pi h_f^2 p^* G(\Delta t_{cD}, \alpha)} \quad (2.97)$$

$$x_f^{KGD} = \left(\frac{E' \eta V_i}{\pi h_f p^* G(\Delta t_{cD}, \alpha)} \right)^{1/2} \quad (2.98)$$

$$R = \left(\frac{3E' \eta V_i}{8 p^* G(\Delta t_{cD}, \alpha)} \right)^{1/3} \quad (2.99)$$

2.9.3.

Declínio de pressão não ideal

Para que a eq. (2.78) seja válida, isto é, para que a relação entre a pressão e a função G seja uma reta durante o declínio de pressão, foram assumidas algumas hipóteses, e estas se encontram listadas a seguir:

- A filtração segue o modelo de Carter [7], que é caracterizado por um coeficiente de filtração constante, independente da pressão;
- A área da fratura evolui segundo uma relação de potência com o tempo durante o período de injeção;
- A área permeável da fratura e a complacência da fratura permanecem constantes durante o declínio;
- O fluido de fraturamento é incompressível;
- A pressão de fechamento é constante.

Essas hipóteses estabelecem as condições de ocorrência de um declínio de pressão ideal. Porém, nem sempre as condições ideais acontecem no campo, podendo uma dessas hipóteses ser violada, resultando em um declínio de pressão não ideal. Neste caso, será observado um declínio de pressão com

curvas, isto é, não será obtida uma linha reta entre a pressão e a função G . Declínios de pressão não ideais são resultantes dos seguintes eventos:

- Mudança na geometria da fratura: mesmo após o fim do bombeio, a fratura pode continuar a se propagar, sendo este efeito conhecido por *tip extension*. É um fenômeno típico de baixas permeabilidades, onde a energia armazenada não consegue se dissipar devido a baixa filtração, resultando na propagação da fratura após o desligamento das bombas. Outra alteração na geometria da fratura pode ser observada caso, no período de injeção, a fratura cresça em altura, penetrando nas barreiras acima e abaixo do reservatório. Neste caso, como as barreiras apresentam pressão de fechamento maior que a pressão de fechamento do reservatório, a tendência é que, durante o declínio de pressão, a fratura nas barreiras se feche antes que a fratura no reservatório, alterando sua geometria. Este fenômeno é conhecido como recessão em altura, ou *height recession*.
- Coeficiente de filtração variável: o modelo de Carter [7] assume um coeficiente de filtração constante e independente da pressão, no entanto, ele pode se tornar dependente da pressão. Isto pode ocorrer quando a pressão de propagação da fratura é superior a pressão de abertura das fissuras naturais presentes na formação. Com as fissuras abertas ocorre um aumento na vazão de filtração, deixando esta de ser dominada pela matriz da rocha. Neste caso o coeficiente de filtração varia com o tempo, sendo o fenômeno chamado de *pressure dependent leakoff* (PDL).

Barree [18,19] desenvolveu uma técnica para a identificação da ocorrência do declínio de pressão não ideal. Para tanto, deve-se plotar a pressão, a derivada da pressão dP/dG e a função G dP/dG versus a função G . O declínio de pressão não ideal será identificado de acordo com o formato característico observado no gráfico. A figura 2.14 é um exemplo de declínio de pressão ideal. Pode-se observar que a curva da pressão versus a função G é uma reta, sendo este fato evidenciado pela função G dP/dG , na medida em que esta função coincide com uma reta passando pela origem. O fechamento da fratura é identificado no momento em que a função G dP/dG desvia da reta, indicando que houve uma mudança na curva de pressão versus a função G .

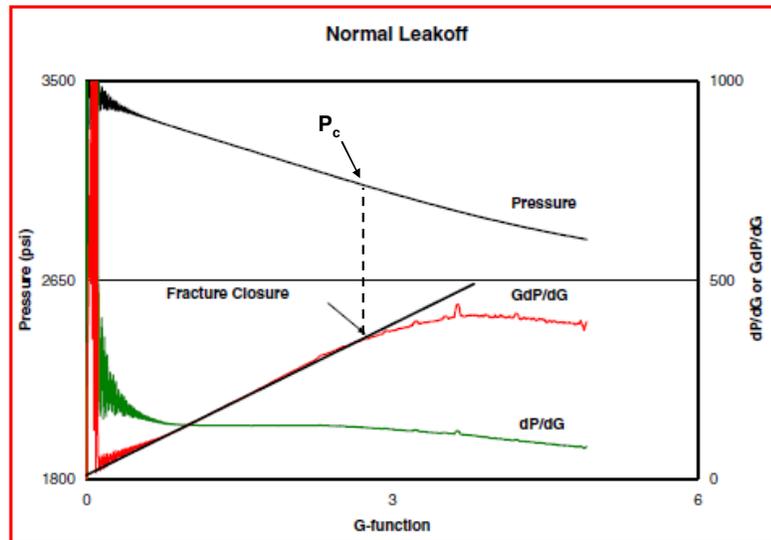


Figura 2.14 – Exemplo de um declínio de pressão ideal [19].

No declínio não ideal devido ao efeito de *tip extension* a função $G dP/dG$ também coincide com uma reta, porém esta não passa pela origem, cruzando o eixo y acima dela. A figura 2.15 é um exemplo de *tip extension*. Cabe ressaltar que neste caso ainda não foi observado o fechamento da fratura, pois a função $G dP/dG$ não apresentou qualquer desvio da reta.

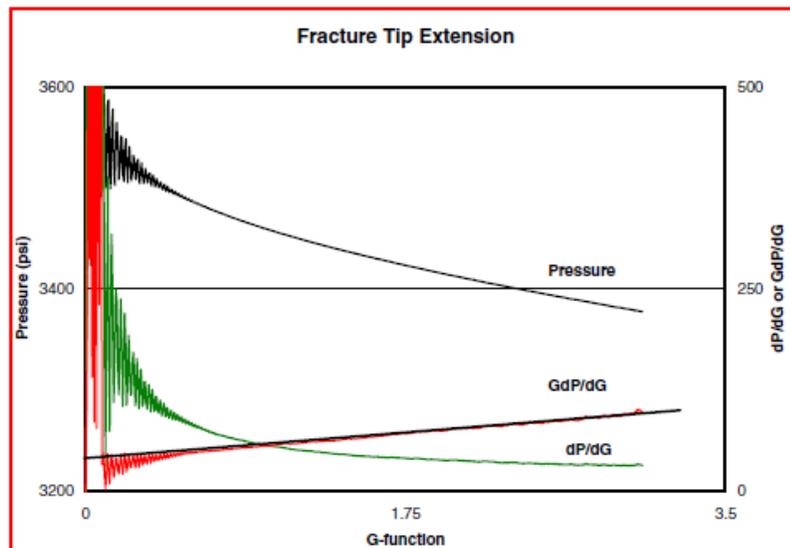


Figura 2.15 – Exemplo do efeito de *tip extension* durante o declínio de pressão [19].

Na ocorrência de recessão em altura, ou *height recession*, a curva de pressão versus a função G apresentará uma concavidade para baixo, indicando que uma queda de pressão mais lenta está ocorrendo. Isto se deve ao recebimento do fluido que estava estocado nas barreiras, já que estas são

formações mais impermeáveis que o reservatório e se fecham primeiro em função da maior pressão de fechamento. Esse comportamento da pressão é ampliado na função $G dP/dG$, conforme mostrado na figura 2.16, sendo caracterizado pela função permanecer abaixo da reta que passa pela origem, a qual é responsável por indicar o declínio de pressão normal. Neste exemplo ocorre o fechamento da fratura, sendo o ponto de fechamento identificado no momento em que a função $G dP/dG$ desvia da reta que passa pela origem.

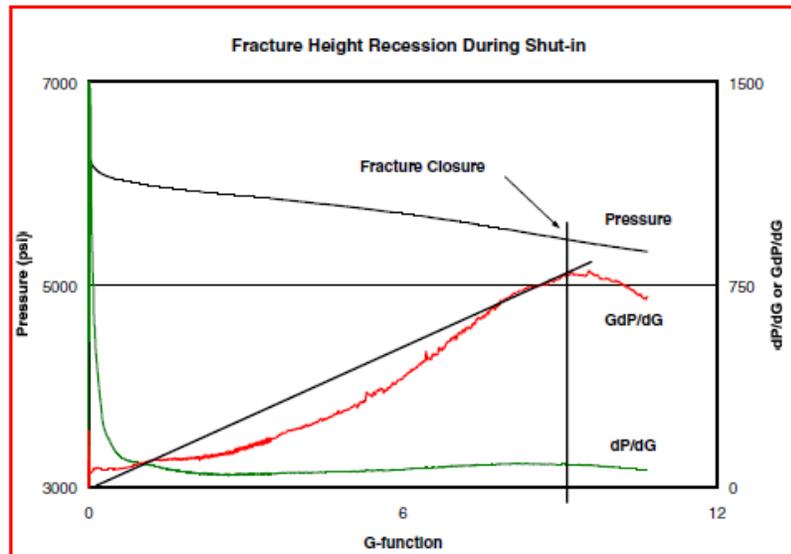


Figura 2.16 – Exemplo do efeito de recessão em altura no declínio de pressão [19].

A outra forma de declínio não ideal se deve a um coeficiente de filtração variável que é função da abertura de fissuras na formação. Como neste caso a filtração que está ocorrendo é maior do que em um declínio de pressão normal, a curva de pressão versus a função G apresenta uma concavidade para cima, indicando uma queda de pressão mais rápida que o normal. Esse comportamento da pressão é ampliado na função $G dP/dG$, conforme mostrado na figura 2.17, sendo caracterizado pela função permanecer acima da reta que passa pela origem, a qual é responsável por indicar o declínio de pressão normal. Nesta figura também é possível identificar a pressão de abertura das fissuras naturais, sendo o ponto correspondente ao momento em que a função $G dP/dG$ retorna à reta que passa pela origem. Este retorno caracteriza que a filtração voltou a ser dominada pela matriz da rocha. Também é possível identificar o ponto de fechamento da fratura, que ocorre quando a função $G dP/dG$ desvia da reta que passa pela origem.

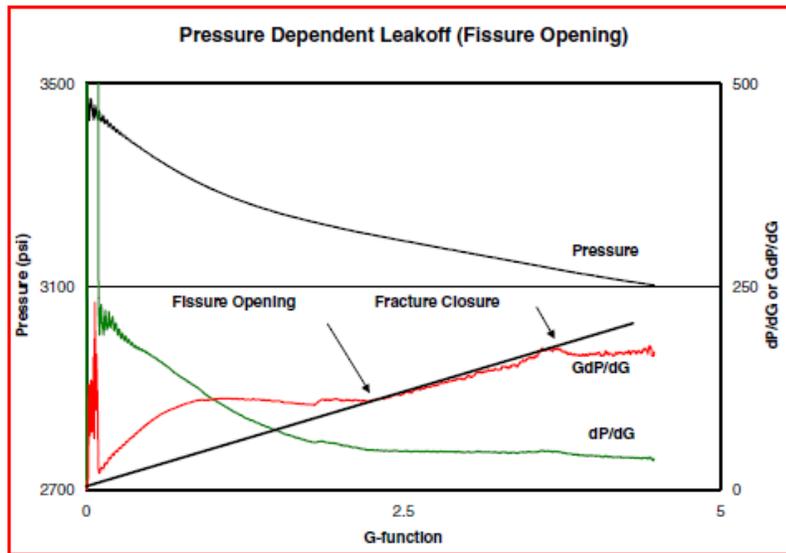


Figura 2.17 – Exemplo de um declínio de pressão com *pressure dependent leakoff* (PDL) [19].

2.10. A técnica do TSO

A produtividade de um poço após ser fraturado será governada por uma combinação entre a condutividade da fratura e o comprimento da fratura. A condutividade da fratura é definida por:

$$C = k_f w \quad (2.100)$$

Ela pode ser relacionada ao comprimento da fratura através da permeabilidade do reservatório, definindo a condutividade adimensional da fratura:

$$C_{fd} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (2.101)$$

A condutividade adimensional da fratura é uma medida relativa entre a facilidade com que os fluidos conseguem migrar ao longo da fratura em direção ao poço, sendo o resultado do produto entre a abertura da fratura e a permeabilidade da fratura, com a capacidade que o reservatório tem em alimentar a fratura, sendo esta o resultado do produto entre a permeabilidade do reservatório e o comprimento da fratura. Desta forma, pode-se dizer que o reservatório e a fratura são dois sistemas trabalhando em série e que deve haver um equilíbrio entre eles, sendo a condutividade adimensional um importante

parâmetro no projeto de uma fratura. Este equilíbrio é estabelecido no momento em que se atinge uma condutividade adimensional próxima a 1.

Em reservatórios de baixa permeabilidade, a condutividade adimensional da fratura é naturalmente alta. A fratura ideal neste caso deve maximizar o seu contato com o reservatório, facilitando a sua alimentação, devendo ser, mesmo que estreita, uma fratura bastante longa. Já em reservatórios de alta permeabilidade, uma grande abertura é essencial para o desempenho da fratura. Como a capacidade do reservatório em alimentar a fratura já é boa, esta deve ser bastante larga de forma a minimizar a resistência ao fluxo no carreamento dos fluidos produzidos.

Devido a esta necessidade, foi desenvolvida a técnica do TSO, que impede o crescimento lateral da fratura e com a continuidade do bombeio a fratura passa a ganhar abertura. Esta técnica, aplicada a arenitos de moderada a alta permeabilidade, permitiu a expansão do fraturamento hidráulico para formações inconsolidadas, com o desenvolvimento da técnica do *fracpack*, a qual utiliza uma completação com telas de *gravel pack*. Desta forma, o *fracpack* combina os benefícios do fraturamento hidráulico através do aumento de produtividade, ultrapassando a região de dano próxima ao poço, com o controle da produção de areia, no momento que atua também como um *gravel pack*.

O TSO, ou *tip screenout*, ocorre quando uma quantidade suficiente de agente de sustentação se concentra na extremidade da fratura, impedindo a sua propagação. Uma vez que o crescimento da fratura foi bloqueado, e assumindo que a vazão de bombeio é maior que a vazão de filtração para a formação, a continuidade do bombeio irá inflar a fratura, isto é, irá aumentar sua abertura. O TSO e o ganho de abertura são geralmente acompanhados por um aumento na *net pressure*, pois, conforme apresentado anteriormente, a abertura da fratura é diretamente proporcional a esta pressão. Num gráfico log-log da *net pressure* versus tempo esse aumento de pressão é geralmente indicado por uma inclinação maior ou igual a 1.

O fraturamento hidráulico utilizando a técnica do TSO pode ser dividido em dois estágios: criação da fratura, equivalente aos tratamentos convencionais, e o alargamento e empacotamento da abertura após o *tip screenout*. A figura 2.18 compara os estágios do processo.

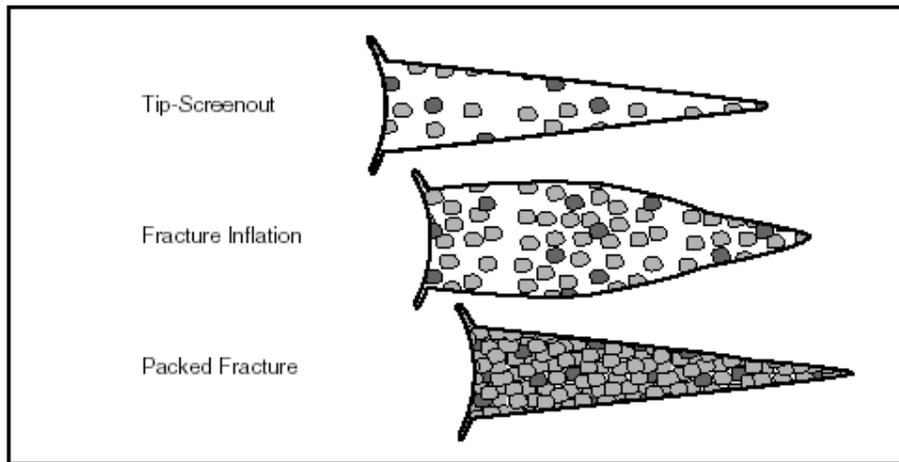


Figura 2.18 – Estágios do fraturamento em formações de alta permeabilidade [2].

Tanto o tratamento convencional quanto o tratamento em alta permeabilidade utilizam inicialmente o bombeio de um colchão para a criação da fratura. O colchão é um volume de fluido bombeado sem o agente de sustentação para proporcionar a propagação da fratura e permitir a criação de uma abertura inicial para receber o agente de sustentação. Como durante o bombeio do tratamento uma grande quantidade de fluido é filtrada para a formação, o colchão atua fornecendo grande parte desse fluido extra, porém é necessário que seu volume seja programado de acordo com os objetivos do tratamento. Por exemplo, a utilização de um colchão muito grande pode resultar em um comprimento e altura de fratura excessivos. Já um colchão muito pequeno pode levar a um *screenout* ou embuchamento prematuro, que é o bloqueio na entrada da fratura ou nos canhoneados pela alta concentração de agente de sustentação. Este é um evento não programado no qual a pressão sobe rapidamente, sendo necessário interromper a operação. No caso do fraturamento de alta permeabilidade, o TSO é um evento programado e o dimensionamento do colchão é de grande importância para o início do *tip screenout*, sendo geralmente bombeado um volume relativamente menor que o colchão do tratamento convencional.

Após o colchão, inicia-se o bombeio de uma pasta composta pelo fluido de fraturamento e pelo agente de sustentação. A concentração do agente de sustentação vai crescendo em estágios, que podem ser em rampa ou em degrau, até chegar a sua concentração máxima ao final do tratamento. No fraturamento em alta permeabilidade a concentração inicial do agente de

sustentação vai geralmente de 1 até 4 lb/gal de pasta, até que seja bloqueada a propagação da fratura.

Durante o bombeio dos estágios, o fluido contido na pasta vai sendo filtrado para a formação, desidratando a pasta e, desta forma, a concentração do agente de sustentação dentro da fratura vai aumentando. Os estágios seguintes são bombeados em concentrações maiores, pois terão menos tempo para se desidratar e com taxas de filtração menores. Desta forma, todos os estágios atingem uma mesma concentração, preenchendo a fratura uniformemente. As figuras 2.19 e 2.20 mostram esse processo.

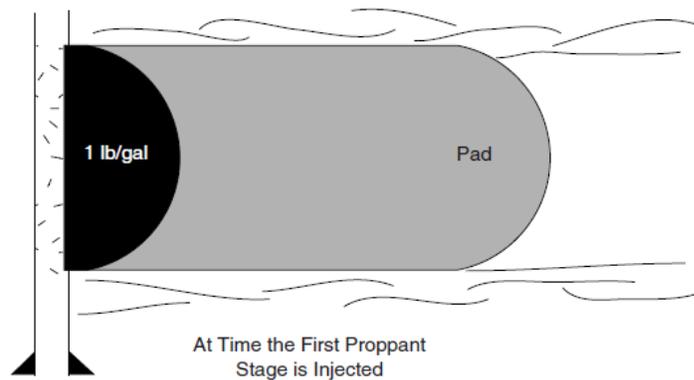


Figura 2.19 – Bombeio do colchão e início do bombeio do primeiro estágio do agente de sustentação [2].

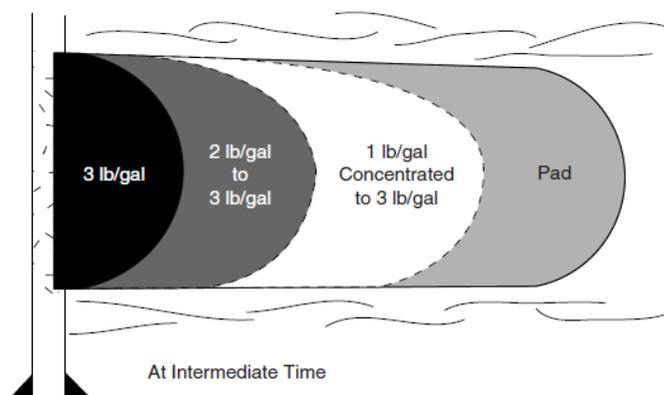


Figura 2.20 – Evolução da distribuição da pasta durante o bombeio [2].

Quando o agente de sustentação atinge as extremidades da fratura, ocorre o chamado *tip screenout*. A indicação é o início do aumento de pressão. A partir daí, o bombeio de pasta para dentro da fratura passa a inflar e a empacotar a

fratura permitindo a utilização de concentrações ainda maiores do agente de sustentação, variando de 6 a 12 lb/gal de pasta.

Todo o processo é dominado pela *net pressure* e pela filtração. O prosseguimento do bombeio, inflando a abertura, acarreta no aumento da *net pressure*. No entanto, como as formações de alta permeabilidade são normalmente inconsolidadas e apresentam baixo módulo de elasticidade, é possível dar continuidade ao bombeio sem que sejam atingidos os limites de pressão dos equipamentos. Com relação à filtração, o fraturamento utilizando a técnica do TSO requer o bombeio de volumes de fluido menores enquanto as taxas de filtração são ainda maiores devido à alta permeabilidade da formação. Essas características trazem maior dificuldade na realização do tratamento. A figura 2.21 é um exemplo de curva de pressão de fundo durante uma operação utilizando a técnica do TSO. São mostrados também os estágios de concentração do agente de sustentação e a vazão de injeção. A redução na vazão de injeção ao final do bombeio é uma prática utilizada para desidratar a pasta e empacotar o anular do poço e a região da fratura próxima ao poço ou para obter o TSO caso este ainda não tenha ocorrido.

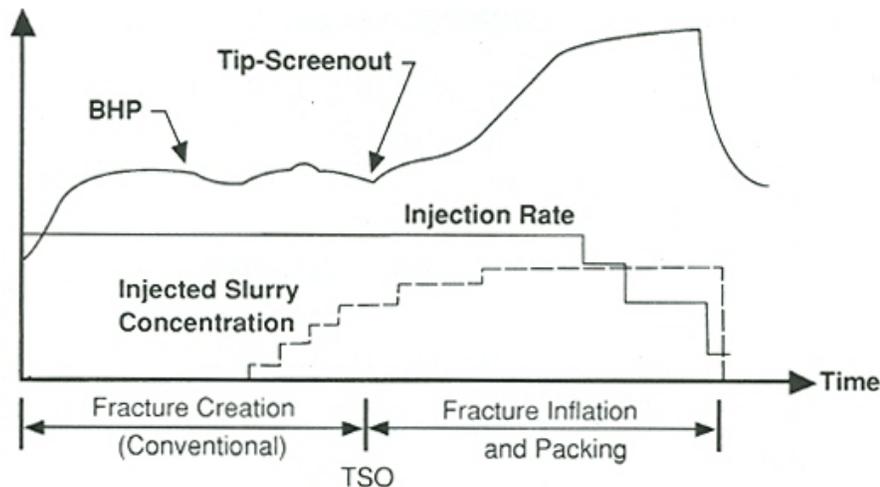


Figura 2.21 – Exemplo de gráfico obtido durante uma operação de *fracpack* [2].

2.11.

A análise de pressões e a técnica do TSO – breve histórico

Em 1957, Godbey e Hodges [20] reconheceram a importância de analisar os dados de pressão de uma operação de fraturamento hidráulico.

O desenvolvimento dos modelos bidimensionais (2D) por Khristianovich e Zheltov [12] em 1955, Perkins e Kern [10] em 1961 e Geertsma e de Klerk [13]

em 1969 forneceram um meio teórico para a estimativa da abertura da fratura e sua dependência com a pressão líquida.

Em 1979 Nolte [15] desenvolveu o método clássico de análise do declínio de pressão a partir dos testes de calibração, o que permitiu a estimativa da pressão de fechamento da fratura, eficiência, coeficiente de filtração e uma indicação da geometria da fratura. O método foi desenvolvido inicialmente para o modelo PKN e posteriormente, em 1986, foi expandido para as outras geometrias bidimensionais.

Em 1981, Nolte e Smith [21] apresentaram uma técnica para a interpretação das pressões de uma operação de fraturamento, utilizando um gráfico log-log da *net pressure* versus tempo, com base no tipo de inclinação da curva de pressão. A inclinação igual a 1 da pressão com o tempo indicava que o aumento de pressão observado é proporcional ao volume injetado, e desta forma, alguma restrição ao fluxo era formada na fratura.

A partir de Clifton e Abou-Sayed [22], também em 1981, os modelos de fratura se generalizaram e as respostas de pressão durante o fraturamento foram relacionadas às geometrias tridimensionais (3D).

Smith [23], em 1984, apresentou um método para o controle do *screenout* de forma a atingir uma abertura de fratura suficiente para garantir sua condutividade. O método permitia o projeto de um tratamento com ocorrência de um *screenout* no momento planejado. Era o início da técnica do TSO, permitindo o desenvolvimento do fraturamento hidráulico em formações de alta permeabilidade.

Nolte e Economides [5], em 1988, apresentaram o diagnóstico do fraturamento através da análise de pressões. Eles identificaram que a inclinação próxima de 1 no gráfico log-log representava uma restrição na propagação da fratura, isto é, uma restrição na extremidade ou um *tip screenout*, enquanto uma inclinação maior que 1 representava uma restrição no interior da fratura, próxima ao poço.

Valkó & Oligney [3], em 1996, apresentaram o método para determinação dos raios de empacotamento durante um TSO, utilizando a inclinação da curva nos períodos de aumento de pressão correspondentes ao alargamento da abertura da fratura. O método proposto por eles é a base deste trabalho e será apresentado a seguir.

Meyer [24], em 2000, ainda acrescentou que inclinações na curva de pressão maiores que 1 também podem ser observadas para restrições na

extremidade da fratura, isto é, durante um TSO, considerando os casos de fraturas de baixa eficiência.