

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. Introdução

Neste capítulo é apresentado um breve resumo sobre os tópicos envolvidos neste trabalho, com o objetivo de apresentar a metodologia empregada na prática para realizar um ensaio de *Leak-Off*, os parâmetros que o afetam, e também alguns trabalhos de fraturamento hidráulico relacionados com o ensaio de *Leak-Off*, tanto na modelagem numérica como experimental.

### 2.2. O Ensaio de *Leak-Off*

Este ensaio é geralmente realizado para determinar a resistência ou pressão de fratura de uma determinada formação, comumente executado imediatamente após o revestimento ser cimentado. Durante o ensaio, o poço está selado e o fluido é bombeado para dentro do poço aumentando gradualmente a pressão. Em certa pressão, o fluido entrará na formação, ou haverá um vazamento, se movendo através de caminhos permeáveis na rocha ou pela criação de um espaço, fraturando a rocha.

A pressão no poço é aumentada pelo bombeamento a uma vazão constante, produzindo uma linha reta em um gráfico de pressão versus volume injetado. O ponto onde a resposta da pressão começa a se desviar do comportamento linear é definido como o ponto de *Leak-Off* (ponto de início da fratura). Normalmente, um ensaio de *Leak-Off* é interrompido após esse instante.

Os resultados do ensaio de *Leak-Off* determinam a pressão máxima ou peso da lama que pode ser aplicado ao poço durante as operações de perfuração. Para garantir um fator de segurança nas operações de controle do poço, a pressão máxima é geralmente considerada abaixo do resultado do ensaio.

### 2.2.1. Metodologia do Ensaio de *Leak-Off*

As orientações para interpretar o ensaio são discutidas abaixo:

- No ensaio de *Leak-Off*, o eixo horizontal representa os incrementos de volume de bombeamento cada  $0.040 \text{ m}^3$  ( $\frac{1}{4}$  bbl), e o eixo vertical a pressão com incrementos de  $0.689 \text{ MPa}$  ( $100 \text{ psi}$ ).
- O operador deverá traçar três linhas horizontais no gráfico de pressão vs. volume, a primeira linha é uma estimativa da pressão de *Leak-Off* que baseia-se em uma análise de dados extrapolados de poços; a segunda linha indica a mínima pressão de *Leak-Off* que seria igual à pressão de *Leak-Off* estimada menos  $60 \text{ kg/m}^3$  ( $\frac{1}{2}$  ppg), este valor subtraído é por causa de incertezas. A terceira linha corresponde à pressão máxima admissível que representa limitações do equipamento ou experiência de perdas por circulação.
- Na Figura 2.1, se mostram as linhas de volume mínimo e máximo. A linha de volume mínimo representa o volume mínimo do fluido de perfuração necessário, para atingir qualquer tipo de pressão com o sistema de lama. A linha de volume máximo é usada como um limite de referência inferior durante o ensaio. Esta linha começa a partir da origem até uma pressão de volume máximo que deverá ser o dobro da linha de volume mínimo.
- Os dados do ensaio de *Leak-Off* devem ser plotados a medida que o ensaio está sendo executado, para determinar se ocorrem perdas e conseguir uma melhor precisão do ponto de *Leak-Off*, graficando os dados cada  $0.040 \text{ m}^3$  ( $\frac{1}{4}$  bbl) e cada  $0.689 \text{ MPa}$  ( $100 \text{ psi}$ ).

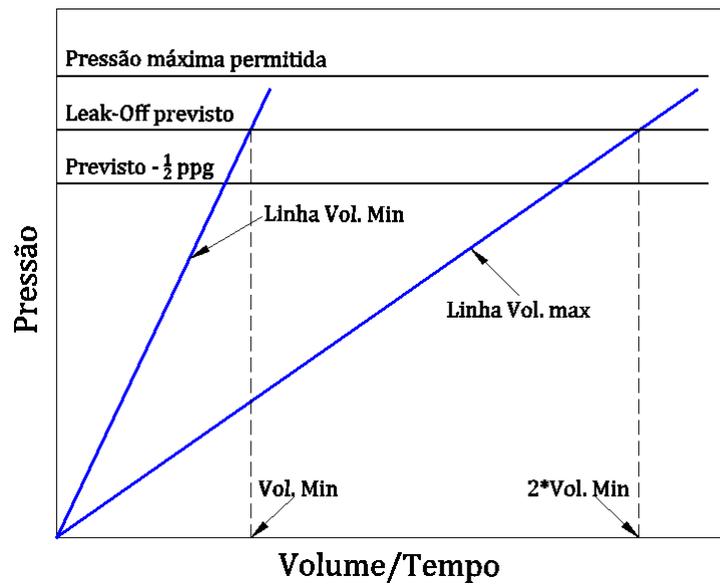


Figura 2.1: Linhas guia no ensaio de pressão de integridade – Modificada (Ploster, 1997).

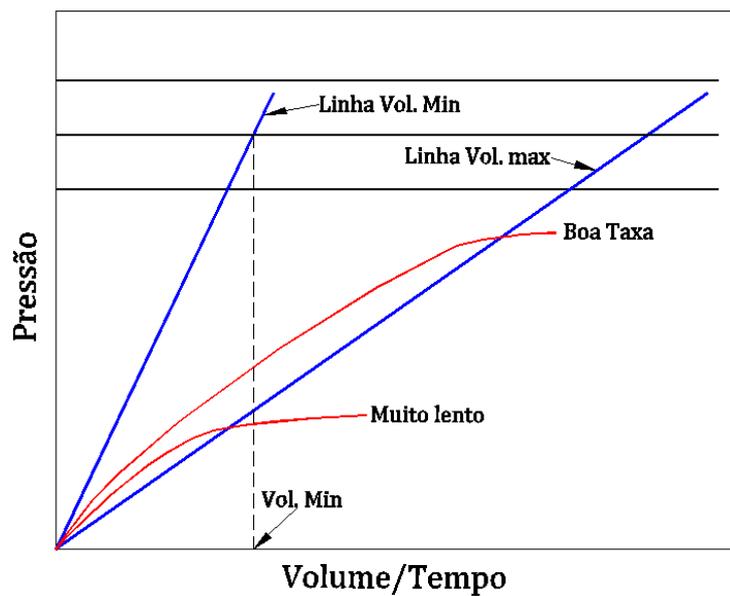


Figura 2.2: Verificação da taxa de bombeamento com as linhas de guia – Modificada (Ploster, 1997).

Quando a taxa de bombeamento é muito lenta os dados caem abaixo da linha de volume máximo, antes de chegar à linha de volume mínimo. Neste caso a taxa de bombeamento deve ser incrementada em 10.50 gpm ( $\frac{1}{4}$  BPM) e repetir-se o ensaio (Postler, 1997).

### 2.2.1.1. Diretrizes de Bombeamento

Para que o bombeamento seja executado de uma forma adequada é necessário seguir algumas recomendações:

- Recomenda-se usar uma bomba de baixo volume e alta pressão. Para uma indicação de volume, usar cursos de bomba, eles são mais confiáveis do que usar um contador mecânico de barril ou marcar o tanque com incrementos de  $0.040 \text{ m}^3$  ( $\frac{1}{4}$  bbl) e supervisionar o volume a partir daí.
- Usar lama limpa e uniforme: A lama deve ser circulada até que o agitador esteja livre de cortes e o peso da lama de fora seja igual ao peso da lama de dentro. A finalidade disto é ter certeza de que se tem uma lama de perfuração uniforme de densidade conhecida.
- Usar uma taxa de bombeamento constante e baixa: Uma taxa de bombeamento rápida pode levar a um ponto de *Leak-Off* pouco claro. Se a taxa de bombeamento não é estável, pode fazer com que a inclinação do gráfico seja alterada antes do *Leak-Off* ser atingido, o que leva à dificuldade na interpretação dos resultados. A regra prática é usar 10.50 gpm ( $\frac{1}{4}$  BPM) para formações permeáveis e 21.0 gpm ( $\frac{1}{2}$  BPM) para formações impermeáveis, a fim de reduzir as perdas de filtração.
- Uma pressão de *Leak-Off* confiável pode ser obtida usando a menor taxa de bombeamento, com a qual as perdas por filtração sejam superadas.

Utilizando as diretrizes de bombeamento é possível determinar se uma taxa de bombeamento maior é necessária, como ilustrado na Figura 2.2. Se os dados caem abaixo da linha de volume máximo, é necessário desligar a bomba, e refazer o ensaio para uma taxa de 10.50 gpm ( $\frac{1}{4}$  BPM) superior ao ensaio anterior.

Quando um ponto de *Leak-Off* tenha sido estabelecido, bombear uma pequena quantidade adicional para confirmar o *Leak-Off*, e depois parar o bombeamento.

### 2.2.1.2. Diretrizes de Interpretação

Para que o ponto ou pressão de *Leak-Off*, seja estimado de forma adequada é necessário seguir algumas recomendações:

- Calcular o *Leak-Off* graficando o melhor ajuste de linha reta, dos dados de volume injetado e pressão, sem incluir o primeiro ponto que muitas vezes é afetado pelo ar na lama ou velocidade irregular da bomba.
- Aceitar o resultado da pressão de *Leak-Off*, se o resultado está na faixa do valor previsto e do valor previsto menos  $60 \text{ kg/m}^3$  ( $\frac{1}{2}$  ppg). Se o resultado estiver abaixo do mínimo valor de *Leak-Off*, pode existir um canal no cimento, neste caso é necessário refazer o ensaio para confirmar. Os valores previstos de *Leak-Off* nem sempre são corretos. A Figura 2.3 mostra uma curva característica de um ensaio de *Leak-Off*.

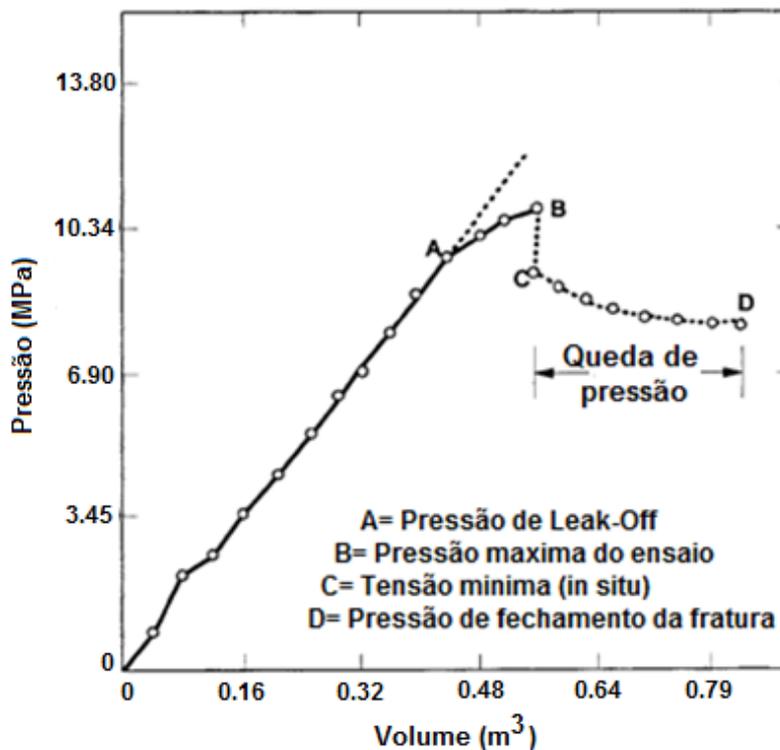


Figura 2.3: Curva típica para um ensaio de *Leak-Off* - Modificada (Ploster, 1997).

## **2.2.2. Fatores que afetam o ensaio de *Leak-Off***

Os ensaios de *Leak-Off* são de difícil interpretação porque os resultados não apresentam um padrão. Os gráficos mostram um comportamento não-linear, várias inclinações, ou pode parecer que a fratura não foi fechada. De fato, é difícil identificar o ponto de *Leak-Off* nestes comportamentos que não obedecem um padrão (Lorwongngam, 2008).

A seguir são mostrados alguns fatores que afetam um ensaio de *Leak-Off*.

### **2.2.2.1. Propriedades do Fluido**

Dentre as propriedades dos fluidos, a viscosidade, desempenha um papel importante sobre os gráficos de pressão vs. volume, já que o fluido é usado para transmitir a pressão para o fundo e paredes do poço.

Portanto, a viscosidade do fluido vai desempenhar um papel importante na "estabilidade da fissura". Quanto maior a viscosidade, maior a queda de pressão na fratura. Como resultado, um fluido com alta viscosidade (como lama de perfuração) tende a mostrar o atraso entre a abertura da fratura e colapso da formação. No entanto, para um fluido menos viscoso (como água) o atraso é menor (Lorwongngam, 2008).

### **2.2.2.2. Penetração de Fluidos**

Se um fluido penetrante (como água ou lama a base-óleo) é utilizado, a pressão de *Leak-Off* será menor do que quando é usado um fluido não penetrante. Isso provoca um aumento temporário da pressão de poros na área penetrada, portanto, essa pressão se opõe às tensões de compressão gerando uma redução na pressão de ruptura (Postler, 1997).

### **2.2.2.3. Permeabilidade**

As formações de rochas permeáveis tendem a mostrar uma menor pressão de ruptura quando comparadas com rochas impermeáveis na mesma condição. No entanto, o gráfico de pressão vs. volume injetado em formações rochosas altamente permeáveis é difícil de interpretar por causa do resultado não-linear causado pela perda de fluidos (Postler, 1997).

### **2.2.2.4. Rocha e Elasticidade**

Os gráficos de tensão vs. deformação para uma rocha com comportamento elástico, mostram uma relação linear até atingir o ponto de falha.

Essa tendência de linha reta vai começar a desviar-se no ponto de falha, mas nem todas as rochas se comportam desta forma, outros tipos de rochas, como sal e argilas não consolidadas se comportam plasticamente. Em outras palavras, podem-se deformar até certo ponto, sem perder a resistência. Em tais formações, os ensaios de *Leak-Off* tendem a mostrar uma tendência não-linear que pode causar dificuldades durante a interpretação (Postler, 1997).

### **2.2.2.5. Efeito do Poço**

Quando um poço é pressurizado, a pressão do fluido tende a deformar tanto o fundo como a parede do poço. Para criar uma fratura, o fluido exerce uma pressão para superar a resistência à tração da formação rochosa. Quando o poço é perfurado, a orientação das tensões na formação é distorcida e amplificada pela operação de perfuração.

A pressão necessária para criar uma fratura na formação é geralmente maior do que a mínima tensão *in situ* (Postler, 1997). Isto poderia explicar o fenômeno de porque a pressão de *Leak-Off*, monitorada por ensaios de *Leak-Off* geralmente produz valores maiores que a mínima tensão *in situ*. Usando tensões estimadas a partir de dados de ensaios de *Leak-Off*, a pressão de *Leak-Off* é 11% maior do que a mínima tensão horizontal obtida pelo método minifrac (Addis *et al*, 1998).

Em formações não consolidadas, devido ao baixo coeficiente de tensão horizontal, o efeito de distorção pode causar que a pressão de abertura da fratura seja menor do que a pressão de propagação (Postler, 1997). Em outras palavras, há uma região fraca próxima ao poço, e uma região elástica mais forte que se encontra mais longe do poço. Este fenômeno pode ser explicado pela zona "plasticamente-deformada" que pode ser criada na região próxima ao poço. Esta zona só ocorre em torno da região do poço. Portanto, em tais formações duas zonas com diferentes tensões podem ser criadas. Isso faz com que a pressão de início de fratura seja menor do que a tensão *in situ* e os resultados de ensaios de *Leak-Off* tenham duas pressões de início de fratura, uma para a zona plástica e outra mais elevada para a zona elástica.

#### 2.2.2.6. Fissuras pré-existent

A pressão de ruptura pode não existir ou pode ser reduzida pela presença de fissuras pré-existent, ver Figura 2.5. Uma vez que a resistência à tração da rocha fissurada é zero, a pressão necessária para abrir uma fratura existente na maioria das formações rochosas será menor do que a pressão necessária para iniciar uma fratura.

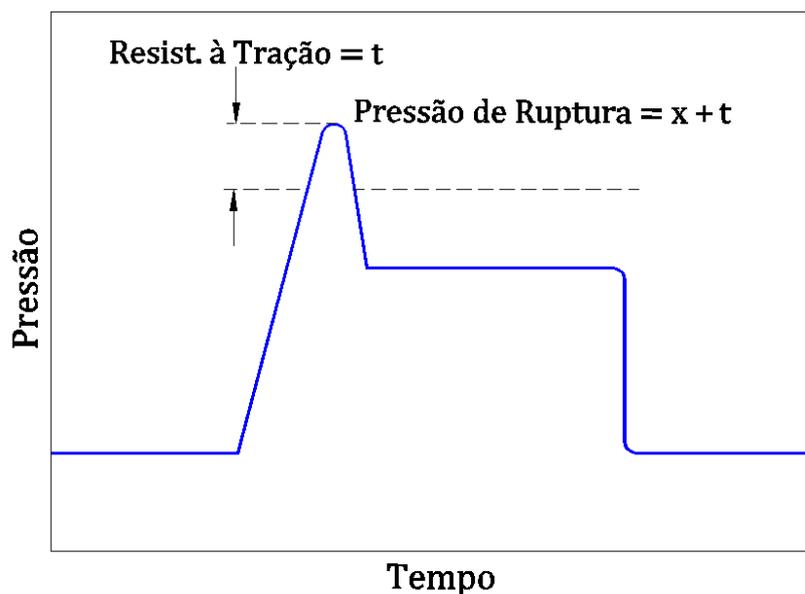


Figura 2.4: Efeito sem fissuras pré-existent - Modificada (Postler, 1997).

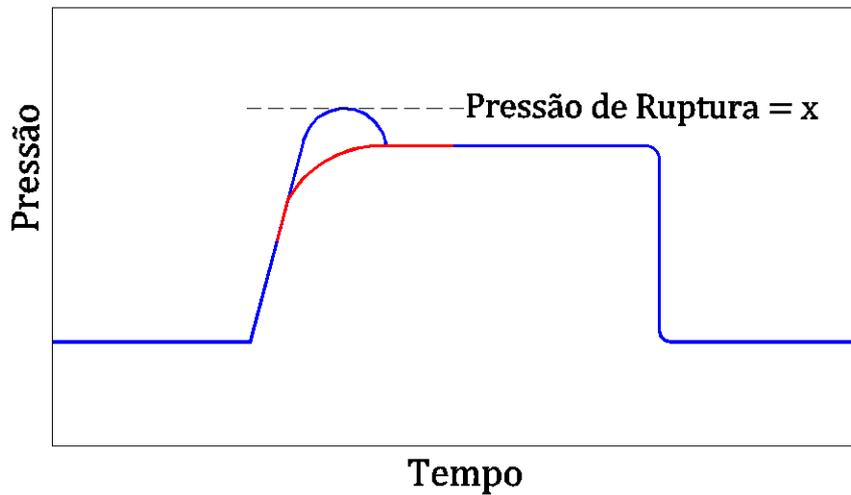


Figura 2.5: Efeito de fissuras pré-existentes - Modificada (Postler, 1997).

A Figura 2.5 mostra o efeito de fissuras pré-existentes, no gráfico de pressão vs. tempo (a linha azul mostra uma taxa de bombeamento maior e a linha vermelha uma taxa de bombeamento menor, a tensão mínima na parede é igual a  $x$ ).

Para taxas de bombeamento altas, maior será a pressão de iniciação de fratura e a pressão de ruptura. Este comportamento está associado com a permeabilidade, penetração de fluidos e o tempo. A realização de ensaios de *Leak-Off* com taxas de bombeamento altas, pode dar uma resistência da formação pouco precisa. Devido a este efeito, os ensaios de *Leak-Off* são realizados com taxas de bombeamento baixas para estimar uma pressão de *Leak-Off* mais confiável (Postler, 1997).

### 2.3. Modelagem Numérica e Experimental do Ensaio de *Leak-Off*

Neste tópico, são mostrados alguns trabalhos relacionados com o ensaio de *Leak-Off*. Devido a que existem poucos trabalhos do ensaio de *Leak-Off*, porém, serão referenciados alguns trabalhos de fraturamento hidráulico mostrando as características até o ponto onde estes dois ensaios são parecidos.

Frydman & Fontoura (2003) apresentaram um estudo no qual é discutida a simulação de tensões e deformações ao redor de um poço durante a pressurização usando técnicas numéricas. O objetivo é avaliar a influência de alguns parâmetros nos resultados da pressão de *Leak-Off*.

Neste estudo a rocha foi modelada como um material poroelástico, considerando o fluido de pressurização igual ao fluido presente na formação rochosa. Além disso, a taxa de bombeamento foi fornecida como um dado de entrada do problema e a pressão na parede do poço como uma resposta. Um critério de iniciação de fratura (máxima tensão de tração) e um modelo não linear de propagação de fratura foram utilizados para manipular o poço após a falha.

Na figura 2.6, é possível observar o modelo de fratura utilizado.

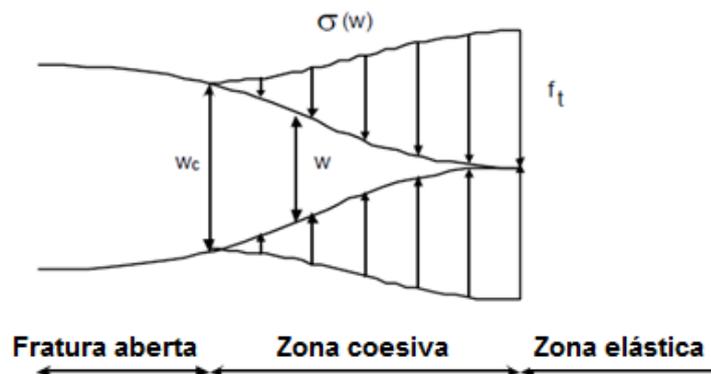


Figura 2.6: Representação do modelo de fratura – Modificada (Frydman & Fontoura, 2003).

A aplicação das condições de contorno apropriadas na parede do poço é difícil, devido à variação volumétrica do poço, compressibilidade do fluido e penetração de fluidos na formação rochosa. Neste trabalho, foi apresentada uma solução para superar essa dificuldade através de elementos virtuais que são utilizados no interior do poço, como é mostrado na Figura 2.7.

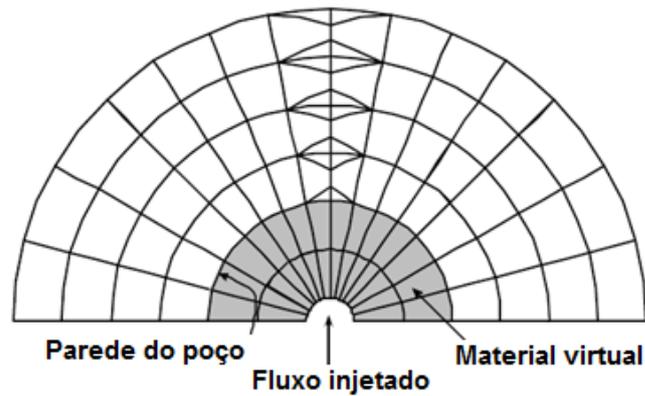


Figura 2.7: Localização dos elementos auxiliares com o material virtual - Modificada (Frydman & Fontoura, 2003).

Finalmente, na Figura 2.8 pode ser observado um resultado da variação da pressão com o tempo, considerando diferentes viscosidades no fluido de pressurização e com uma taxa de bombeamento constante de 0.25 gpm.

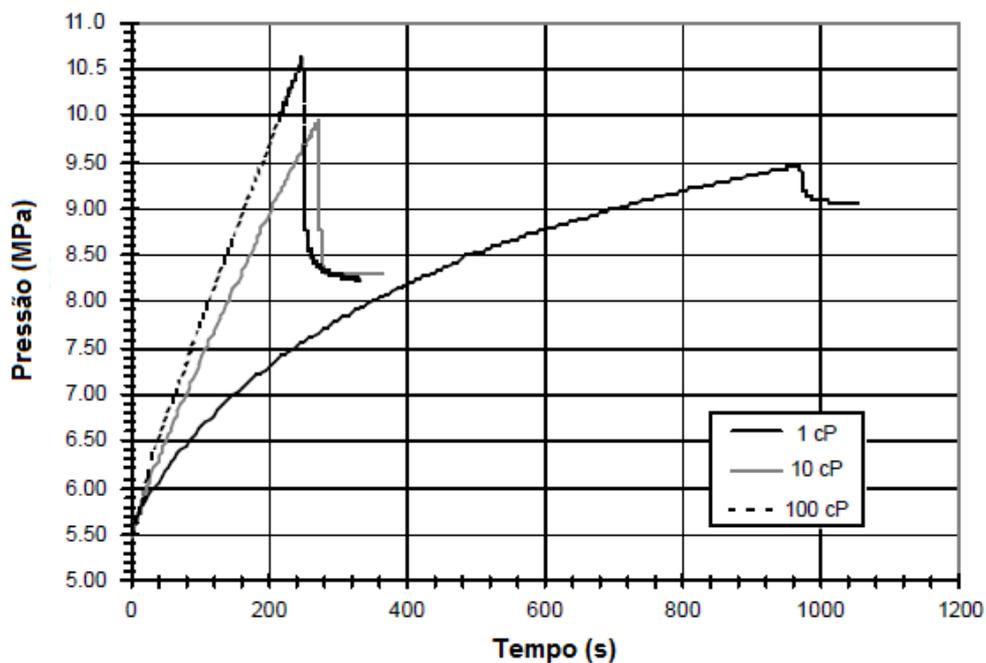


Figura 2.8: Curvas de pressão vs. tempo para diferentes valores de viscosidade do fluido - Modificada (Frydman & Fontoura, 2003).

Os resultados mostram que quanto maior a viscosidade do fluido, maior é a máxima pressão observada (chamada de pressão de ruptura).

No final, os autores concluem que: a energia de fratura, taxa de bombeamento e viscosidade do fluido afetam a máxima pressão na parede do

poço e a curva de pressão no tempo. Neste trabalho, não foi considerada a variação da permeabilidade.

Almeida (1986) apresentou uma análise assistida por computador para estudar um ensaio de *Leak-Off* por meio de um programa desenvolvido “*in house*”.

O estudo apresenta muitas variáveis que afetam o comportamento da curva de pressão vs. volume durante o ensaio. O ensaio de *Leak-Off* foi dividido em quatro etapas: 1) aumento de pressão devido à compressão global do sistema, 2) iniciação da fratura, 3) expansão da fratura, e 4) queda de pressão e fechamento da fratura após desligar a bomba.

A primeira parte deste estudo, refere-se à predição da pressão necessária para iniciar uma fratura que se baseia na teoria de elasticidade, seguido da modelagem da expansão e fechamento da fratura que baseia-se na solução da equação de continuidade para fluxo em uma fratura vertical-elíptica com altura constante.

O modelo foi verificado usando dados de campo fornecidos pela companhia petrolífera Tenneco.

Na Figura 2.9, é possível observar o modelo de fratura utilizado, que considera a propagação da fratura em um meio homogêneo, elástico e isotrópico.

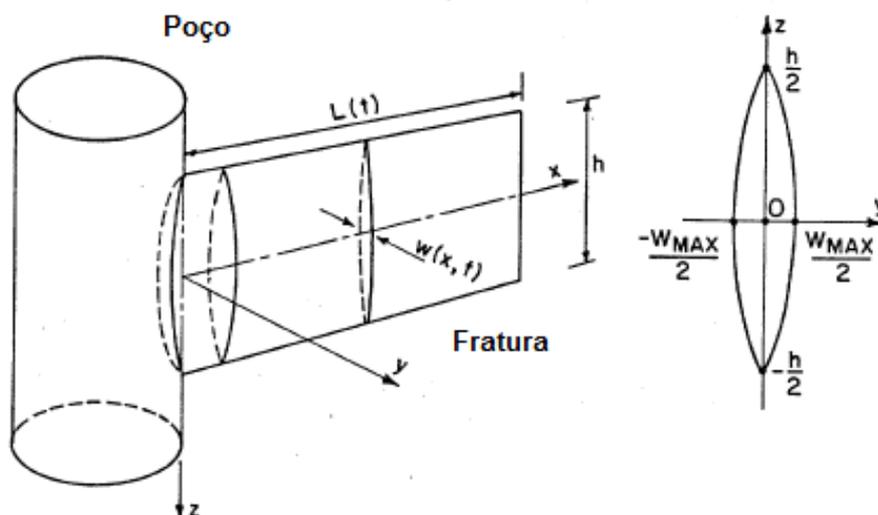


Figura 2.9: Geometria da fratura para o modelo proposto - Modificada (Almeida, 1986)

Finalmente, na Figura 2.10 pode ser observado um resultado da variação da pressão com o tempo, considerando um dos casos analisados neste trabalho.

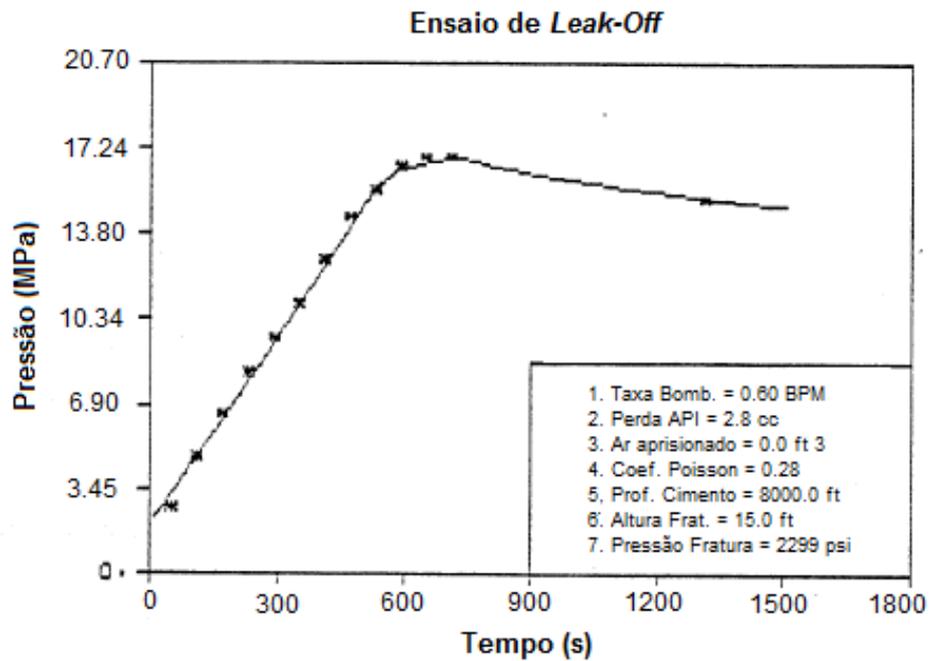


Figura 2.10: Curva de pressão vs. tempo - Modificada (Almeida, 1986)

Na Figura 2.10, os resultados da curva de pressão vs. tempo, para o ensaio de *Leak-Off* estão influenciados pelos parâmetros de entrada como:

- Taxa de bombeamento.
- Fluido de perfuração: densidade, viscosidade, porcentagem de óleo, porcentagem de sólidos, perda de Fluido API, “*spurt loss*”, etc.
- Geometria do poço: profundidade total do poço, profundidade da sapata do último revestimento, colares de perfuração, tubulação de perfuração, topo do cimento exterior do último revestimento, profundidade da lamina de água (se for Offshore), etc.
- Litologia: tipo, pressão de poros, idade da formação, porosidade,
- Quantidade de tempo que a formação está exposta ao fluido de perfuração.
- Volume de ar aprisionado durante o ensaio.

Enfim, neste trabalho é possível ver que há uma grande quantidade de variáveis envolvidas para estudar o ensaio de *Leak-Off*. Com o uso deste código é possível simular um ensaio mais próximo da realidade.

A rocha é modelada com comportamento elástico e elastoplástico. O autor fornece informação dos parâmetros utilizados para modelar a rocha.

Zhao *et al.* (1996) apresentaram um trabalho no qual foram apresentadas duas series de experimentos de fraturamento hidráulico. Em uma serie o campo de tensões *in situ* foi considerado anisotrópico, na outra serie as tensões foram consideradas isotrópicas. O poço foi instrumentado com um dispositivo capaz de monitorar as mudanças de diâmetro durante a pressurização. A Figura 2.11, mostra um esquema geral.

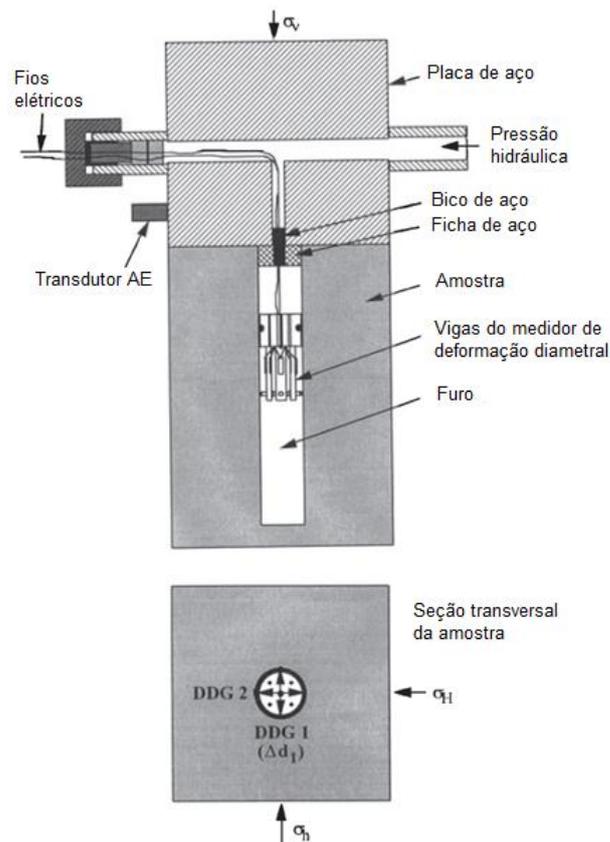


Figura 2.11: Esquema do conjunto experimental para os ensaios de fraturamento hidráulico sob um campo de tensões horizontais anisotrópicas, usando um medidor de deformação diametral – Modificada (Zhao *et al.*, 1996).

Durante a pressurização do poço sob o campo de tensões anisotrópicas o aumento diametral perpendicular à futura fratura hidráulica ajudou isolar duas

pressões críticas, uma em que a fratura é iniciada (bem antes do colapso) e outra em que a propagação da fratura é parada (além do colapso). As Figuras 2.12 e 2.13 mostram as curvas de pressão vs. tempo.

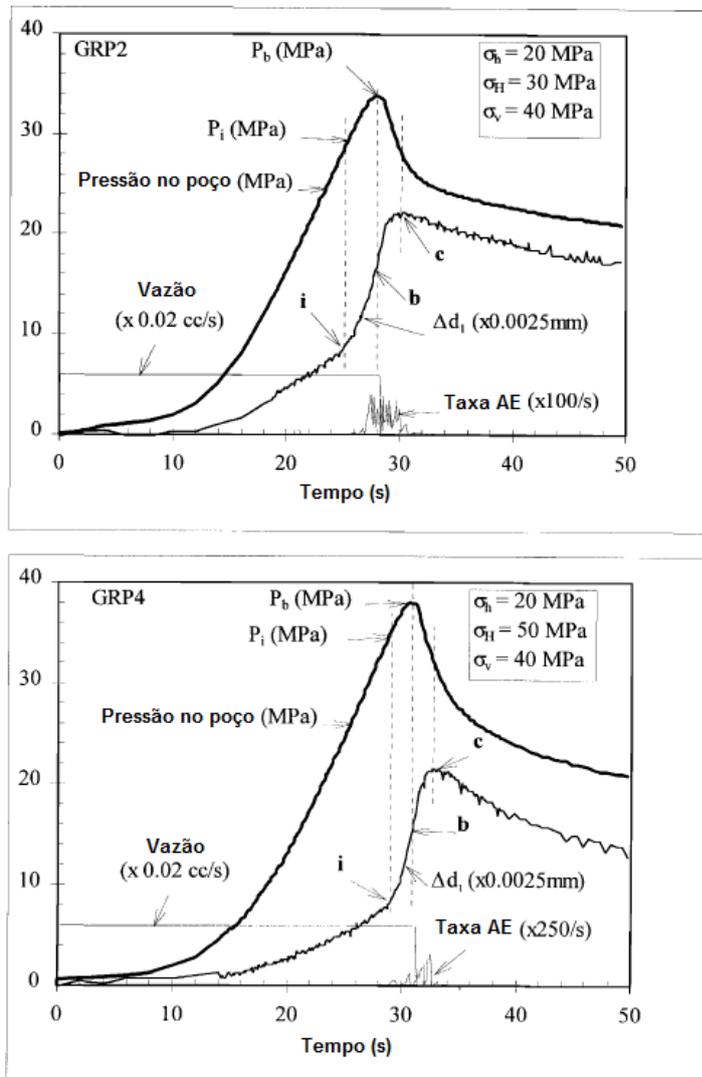


Figura 2.12: Dois registros típicos durante o fraturamento hidráulico no granito Lac du Bonnet usando um medidor de deformação diametral, Campo de tensões  $\sigma_h < \sigma_H$  – Modificada (Zhao *et al.*, 1996).

Analisando a Figura 2.12 se pode observar que a pressão de iniciação de fratura ( $P_i$ ) é menor do que a pressão de ruptura ( $P_b$ ), neste caso os autores argumentam que a diferença é de 10-20%.

Na Figura 2.13, são mostrados os resultados para um estado de tensões isotrópico. Sob o campo de tensões isotrópicas a iniciação de fraturas pareceu

coincidir com a pressão de ruptura. Ambos os resultados estão de acordo com uma recente análise de mecânica da fratura do mecanismo de fratura hidráulica.

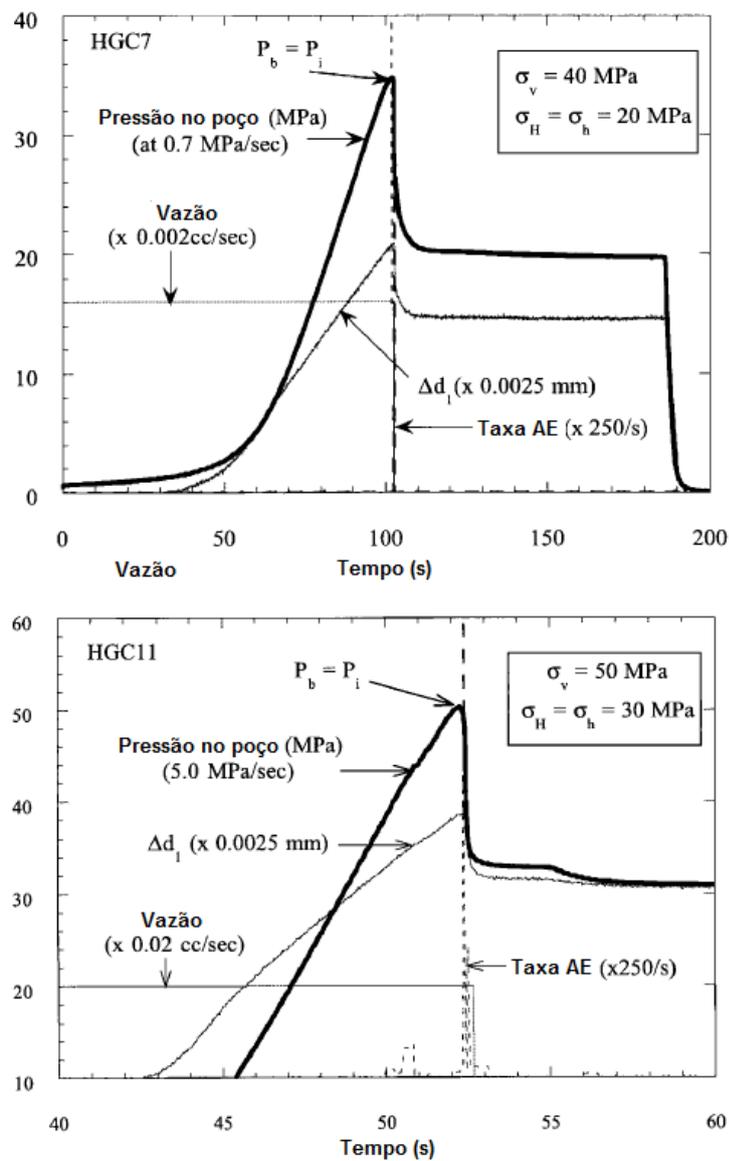


Figura 2.13: Dois registros típicos durante o fraturamento hidráulico no granito Lac du Bonnet usando um medidor de deformação diametral, Campo de tensões  $\sigma_h = \sigma_H$  – Modificada (Zhao *et al.*, 1996).

Na Figura 2.13, aparecem dois pontos interessantes, primeiro, não é possível distinguir a pressão de iniciação de fratura e a pressão de ruptura, o segundo ponto interessante é a queda repentina na pressão do poço logo após a pressão de ruptura. Neste estudo os autores não fornecem nenhuma informação sobre o fluido de pressurização utilizado.

Golshani & Tran-Cong (2006) apresentaram um trabalho onde é discutido o fraturamento hidráulico e zonas de dano nas proximidades de um poço.

Neste trabalho, foi implementado um modelo de dano, onde a matriz da rocha é considerada como um sólido elástico com  $N$  grupos de microfissuras distribuídas com diferentes orientações. Uma representação deste modelo pode ser visto na Figura 2.14.

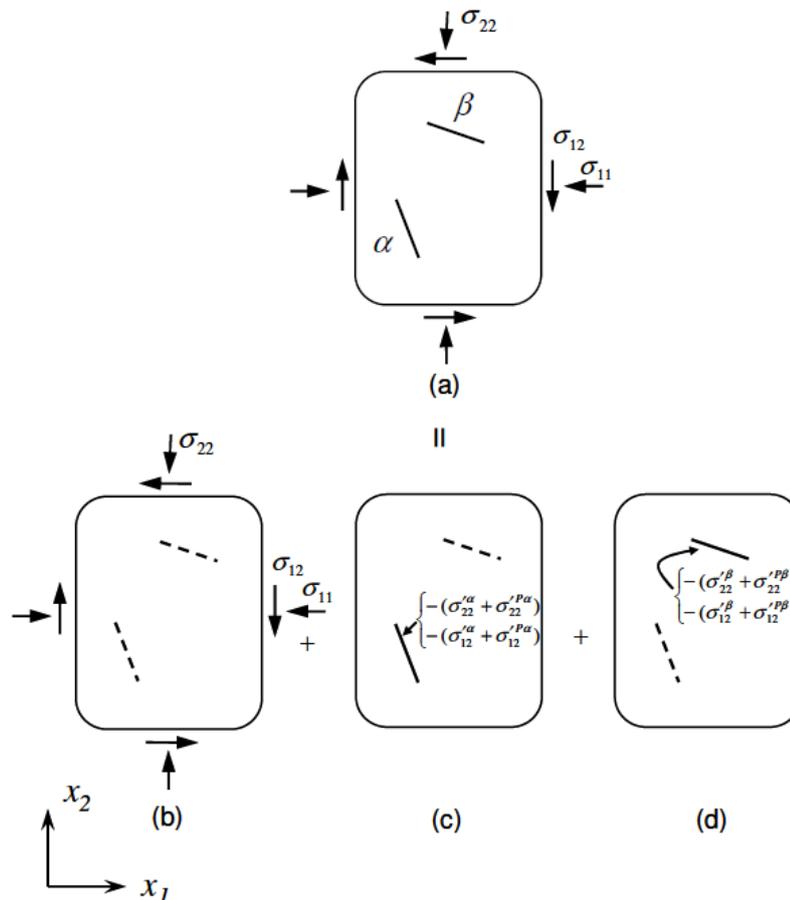


Figura 2.14: Decomposição do (a) o problema original em (b) o problema homogêneo e (c) e (d) dois sub-problemas.

Na simulação somente foram consideradas fissuras verticais e para simular o efeito da pressão de fluido sobre a concentração de tensões e fraturas ao redor do poço, uma pressão uniforme foi aplicada no interior do poço.

Finalmente são mostrados alguns resultados da simulação numérica de um poço submetido à pressão de um fluido usando um modelo de dano micromecânico.

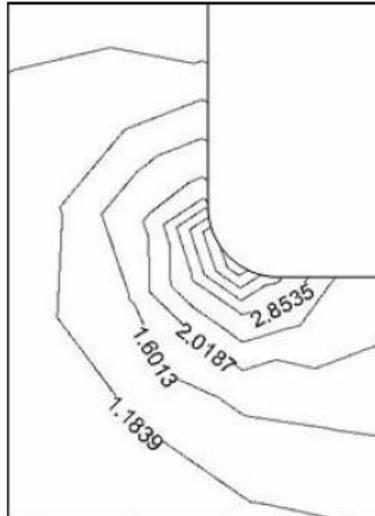


Figura 2.15: Contornos de tensão máxima normalizada para o canto do poço (Golshani & Tran-Cong, 2006).

A concentração de tensões de tração é gerada em torno do fundo do poço, pela pressão do Fluido Aplicado. Além disso, as fraturas se desenvolvem a partir dos cantos do fundo do poço. Neste trabalho não é fornecida nenhuma informação do fluido de pressurização utilizado, e na fase de pressurização é aplicada uma pressão ao invés de uma vazão.

Têm sido realizados alguns trabalhos, mas na etapa de pressurização é colocada uma pressão na parede do poço o qual parece não ser a forma mais correta para estudar este problema. Nesta dissertação, a pressurização será devido a uma taxa de bombeamento (fluxo), tendo como resposta uma pressão na parede do poço, esta abordagem é a mais próxima do que acontece na realidade. Também será analisada a influência de alguns parâmetros no cálculo da pressão de *Leak-Off*.