

2 ASPECTOS RELACIONADOS À GEOMECÂNICA NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Os desafios na indústria do petróleo são dinâmicos e constantes. O caminho natural de sobrevivência de uma operadora é a busca por novas descobertas, de forma a aumentar suas reservas.

O desenvolvimento de novas tecnologias e metodologias é a mola propulsora para a ampliação dessa fronteira, fazendo com que acúmulos de hidrocarbonetos, que antes não eram identificados, sejam mapeados, possibilitando formas seguras e econômicas de extraí-los. A busca pelo entendimento e compreensão desses novos desafios é parte crucial para o desenvolvimento de um projeto de sucesso, muitas vezes o aprendizado ocorre de forma penosa sendo obtido através do processo de tentativa e erro.

Dentro desse dinamismo constante encontra-se a área voltada a geomecânica do petróleo, dando suporte a diversas tomadas de decisões, que se apresentam desde a fase de exploração do campo até o seu abandono.

2.1. Noção básica de estabilidade de poço

A elaboração de uma análise de estabilidade de poço de petróleo é considerada uma etapa crítica para o desenvolvimento de um projeto de sucesso, pois minimiza os riscos operacionais, viabilizando a construção de poços em cenários cada vez mais complexos. A necessidade de projetos de poços com trajetórias e geometrias especiais, e em regiões exploratórias carentes de informações básicas para o projeto de estabilidade, são ingredientes que demonstram a atual complexidade do estudo. A figura 2.1 apresenta alguns exemplos esquemáticos de poços direcionais.

O produto desta investigação deve fornecer ao desenvolvedor do fluido de perfuração, em geral o químico de petróleo, informações essenciais para que este consiga projetar um fluido capaz de manter o poço estável. A estabilidade do

poço é atingida quando o fluido utilizado consegue repor as condições de tensões antes imposta pela rocha matriz, sem que este provoque qualquer desequilíbrio na formação.

O produto de um estudo de estabilidade de poço é apresentado através da Janela Operacional, onde são definidos os limites para os valores de pressão do fluido de perfuração a ser dimensionado para o poço, sendo estes geralmente apresentados em gráficos plotado por profundidade. O gradiente de fratura, objeto dessa tese, representa o limite superior de pressão da Janela Operacional.

A principal consequência de um gradiente de fratura mal projetado está relacionado ao faturamento hidráulico indesejado e conseqüentemente uma perda de forma instável de fluido de perfuração para a formação.

A figura 2.2 abaixo ilustra uma Janela operacional com a presença desses limites, o gradiente de fratura é identificado pela curva preta.



Figura 2-1: Exemplos esquemáticos de poços direcionais (Apresentação Petrobras – Francisco Henriques)

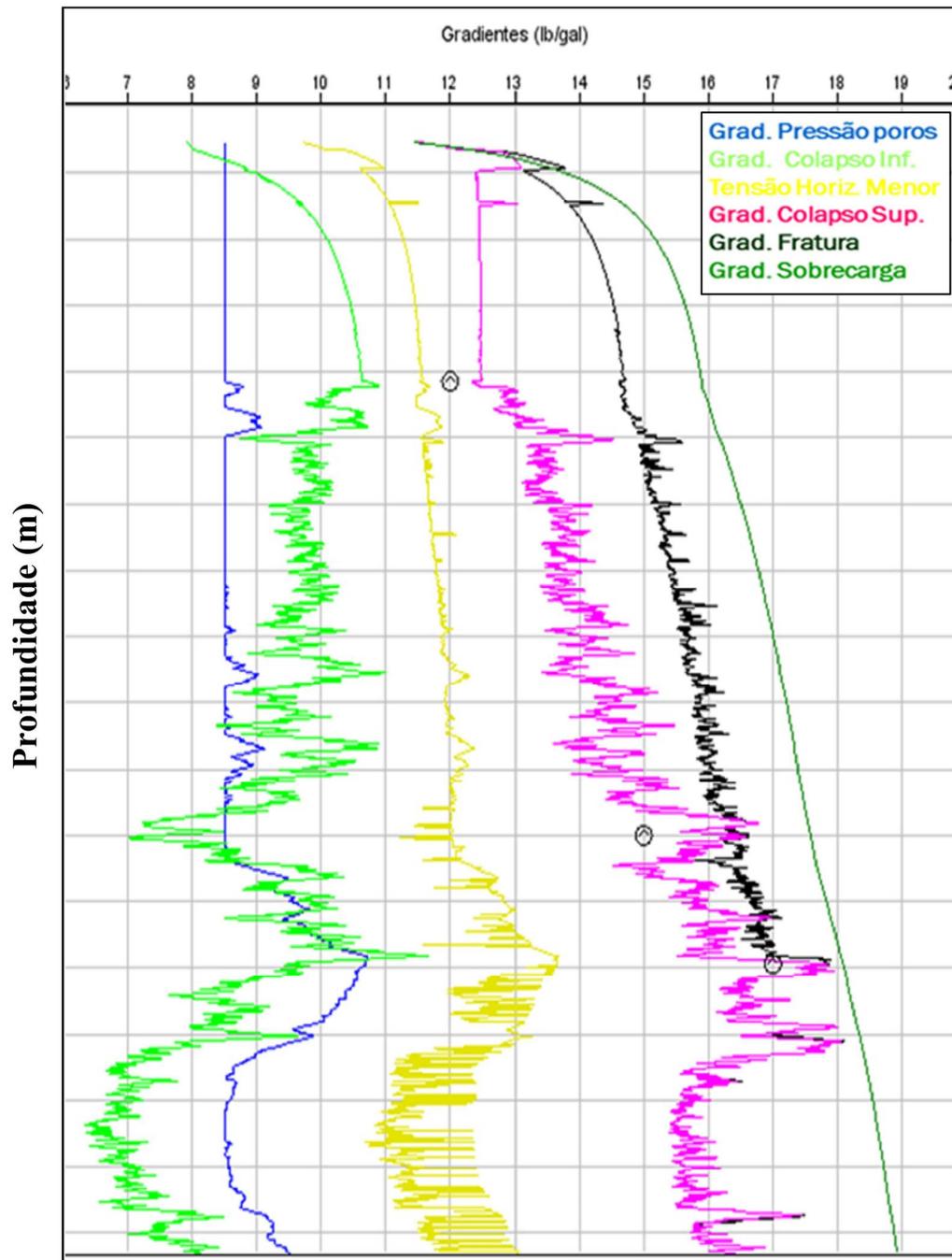


Figura 2-2: Exemplo de uma Janela Operacional do simulador SEST (Apresentação Petrobras – Marcos Alcure)

2.2. Caracterização da perda de fluido para a formação e os processos envolvidos

A perda de circulação é definida como a ausência ou redução do fluxo de fluido de perfuração através do anular, quando este é bombeado através da coluna de perfuração. Isto é normalmente associado à indução (criação) de uma ou mais

fraturas, ou à presença de fraturas pré-existentes, em situações em que a pressão de fluido de perfuração utilizada excede o limite superior de pressão.

As operadoras têm definições diferentes quanto aos valores relacionados às perdas decorrentes da circulação, podendo-se indicar as seguintes taxas utilizadas:

- Percolação (< 20 bbl/hr)
- Perda parcial (> 20 bbl/hr)
- Perda total (ausência de retorno de fluido)

Na ocorrência de perdas, o nível estático de fluido diminui, resultando na queda da pressão no poço, o que pode trazer como consequência o fluxo do fluido da formação para o interior do poço por suas camadas permeáveis. Na presença de gás, isto pode levar a um aumento rápido da pressão interna do poço *Kick* e a um alto risco de *blowout*. Para evitar esta situação potencialmente perigosa, a solução indicada é manter o peso de lama abaixo do gradiente de fratura em formações não fraturadas. Para formações altamente fraturadas, este controle torna-se mais difícil, uma vez que não se tem um conhecimento do limite superior de pressão que o poço irá suportar. Pode-se, eventualmente, sugerir a perfuração *nearbalance*, em que se ajusta a pressão do fluido de perfuração próxima ou ligeiramente maior que a pressão do fluido da formação, no intuito de se evitar um influxo da formação para o poço.

Em ocasiões em que a Janela Operacional se torne estreita, o eventual acréscimo de pressão gerado pelo fluido em movimento, conhecido como ECD (*Equivalent Circulation Density*), pode ser suficiente para ultrapassar a pressão de fratura. Portanto, em formações críticas, tais como reservatórios depletados, o controle do ECD se torna fundamental.

A utilização de diversos aditivos nos fluidos de perfuração constitui-se de uma medida bastante eficiente no combate à perda de lama de circulação. Conhecidos como *Lost Circulation Material* (LCM) (material de perda de circulação) são normalmente empregados na selagem de fraturas criadas durante as situações de perda.

2.2.1. Perda de circulação por fraturamento hidráulico durante a perfuração

O processo de perda de fluido de perfuração relacionado ao fraturamento hidráulico da formação se inicia quando a pressão interna do poço, gerada pelo fluido de perfuração, excede o valor da tensão tangencial existente na parede do poço, a ponto de leva-la a tração, conforme observado pela figura 2.3. A partir deste momento, com a manutenção do bombeamento e com uma pressão no fundo do poço de valor igual ou superior à tensão horizontal mínima (tensão in-situ), inicia-se o processo de propagação da fratura e, conseqüentemente, a perda de fluido para a formação como exemplificado pela figura 2.4.

Para um poço vertical num campo anisotrópico de tensões e regime normal de falha, o processo de fraturamento hidráulico dará origem a duas fraturas diametralmente opostas e perpendiculares à tensão horizontal mínima (Aadnoy & Looyeh, 2011)

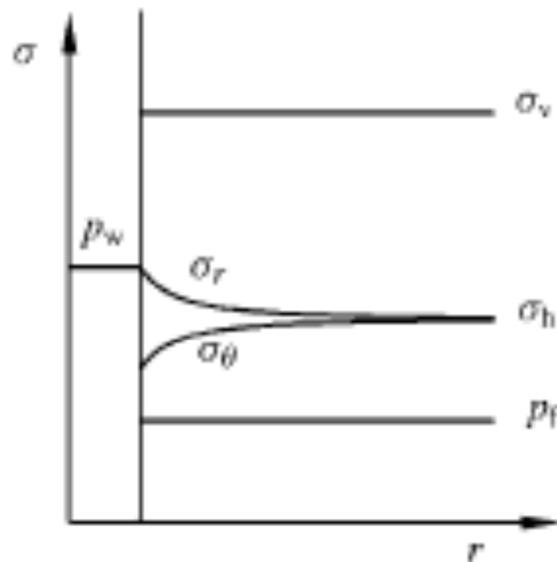


Figura 2-3: Distribuição de tensão ao redor de um poço vertical numa formação impermeável com a pressão de poço elevada, levando ao fraturamento (Aadnoy & Looyeh, 2011)

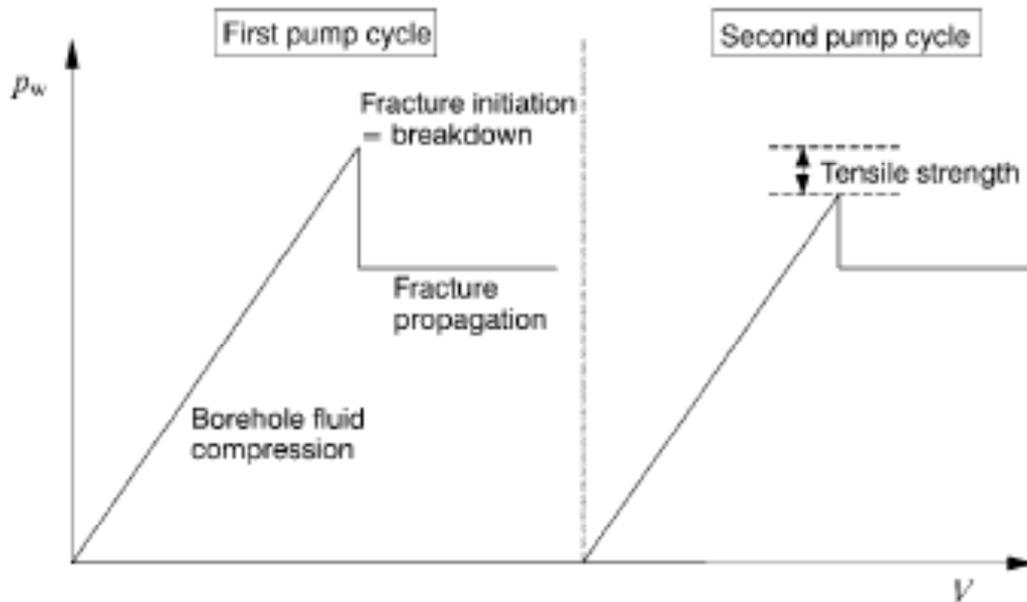


Figura 2-4: Acréscimo de pressão no interior do poço durante um fraturamento hidráulico para um poço vertical. (Aadnoy&Looyeh ,2011)

A pressão interna do poço necessária para se iniciar o fraturamento hidráulico (gradiente de fratura) sofre influência de vários fatores, tais como:

- A existência de rachaduras e fendas na parede do poço, fazendo com que a formação rochosa não ofereça resistência à tração, mesmo que a rocha intacta apresente valores significativos de resistência à tração, conforme ilustrado abaixo pela figura 2.5.



Figura 2-5: Parede do poço com existência de fraturas

- Fatores dependentes do tempo, como a transferência de pressão do poço para a formação, relacionados à permeabilidade da formação e a habilidade do fluido de criar um reboco antes da inicialização da fratura. A figura 2.6 abaixo representa a situação de reboco ineficiente com formação permeável e condição de fluido penetrante, ocorrendo fluxo do poço para a formação e, conseqüentemente, acréscimo de pressão ao redor do mesmo.

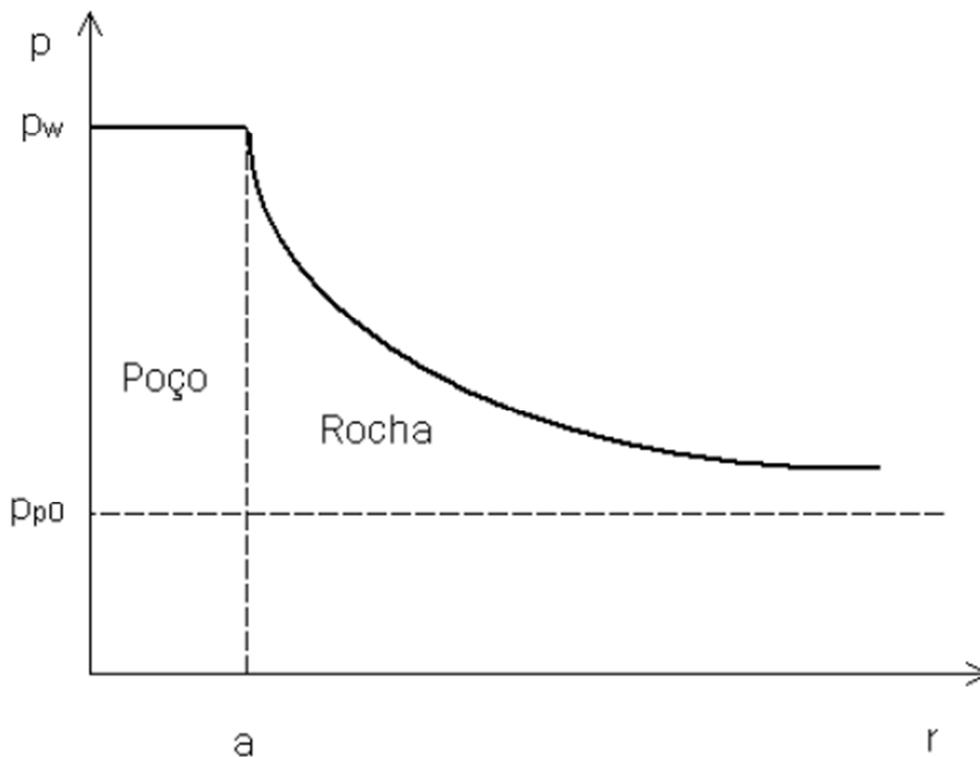


Figura 2-6: Função logarítmica para fluido penetrante Aadnoy & Looyeh (2011)

Devido a esse processo de difusão durante o processo de perfuração eventualmente a pressão na parede do poço pode se encontrar com valor diferente à pressão de poros in-situ (figura 2.7) e após a perfuração, com o passar do tempo, o valor da pressão na parede do poço se iguala ao do fluido de perfuração $P_f(R) = P_w$ (figura 2.8)

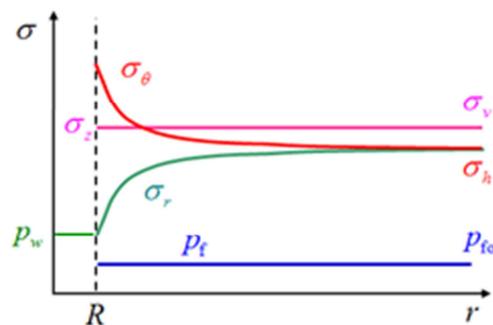


Figura 2-7: Tensões In-situ durante a perfuração (Fjaer, 2008)

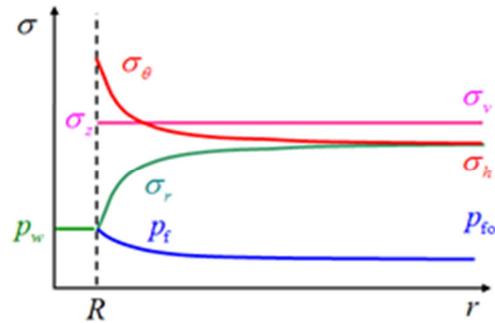


Figura 2-8: Tensão In-situ após a perfuração (Fjaer,2008)

- Efeitos térmicos, referentes à diferença de temperatura entre o fluido de perfuração e a parede do poço, alteram o valor da tensão tangencial (atuante na parede do poço), variando a pressão necessária para se iniciar o fraturamento.

Sem que haja um claro entendimento dos fatores listados acima, o modelo proposto para o gradiente de fratura pode não ser representativo, correndo o risco de se tornar muito simplificado, carecendo de representatividade e eventualmente não reproduzindo os dados de perdas ocorridos durante a perfuração.

2.2.2. Perda de circulação em meios fraturados

O controle do limite superior de pressão de fluido em meios fraturados é de extrema complexidade. O processo de modelagem para um estudo de estabilidade, em um meio descontínuo, necessita do conhecimento da orientação, persistência e espaçamento das fraturas. Estas informações devem ser trabalhadas em conjunto com a trajetória do poço, de modo a se criar uma geometria adequada ao seu modelo. Dados de rugosidade e módulo de rigidez da fratura e propriedades do fluido, dentre outros, também devem ser determinados de forma a se ter uma melhor representatividade da realidade.

Pelo fato do meio ser fraturado, o estado de tensão in-situ eventualmente pode ter sofrido alterações na sua magnitude e direção podendo ocorrer variações

locais. Para minimizar essas incertezas, deve-se procurar trabalhar em parceria com geólogos da área na construção do modelo geomecânico.

Alguns trabalhos têm sido desenvolvidos para se entender melhor esse mecanismo de perda, como os de Lavrov (2008), onde se investiga a aplicação do método dos elementos discretos na modelagem de perda de fluido para as formações pré-fraturadas e realiza um estudo paramétrico com o código UDEC (Lavrov&Tempone,2008). Na figura 2.9 abaixo são apresentadas as três geometrias usadas na modelagem, do estudo realizado por Lavrov (2008):

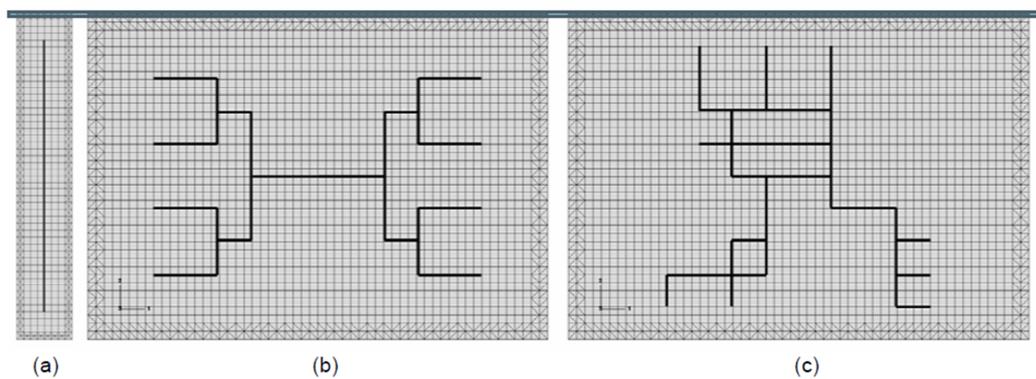


Figura 2-9: representação do meio fraturado (Lavrov, 2008)

- a) Uma única fratura linear;
- b) Um sistema de fraturas simétricas horizontais e verticais;
- c) Um sistema de fraturas irregulares horizontais e verticais.

Lavrov em seus estudos realizou também uma modelagem representativa de um meio de fraturas natural, tal como ilustrado na figura 2.10 abaixo.

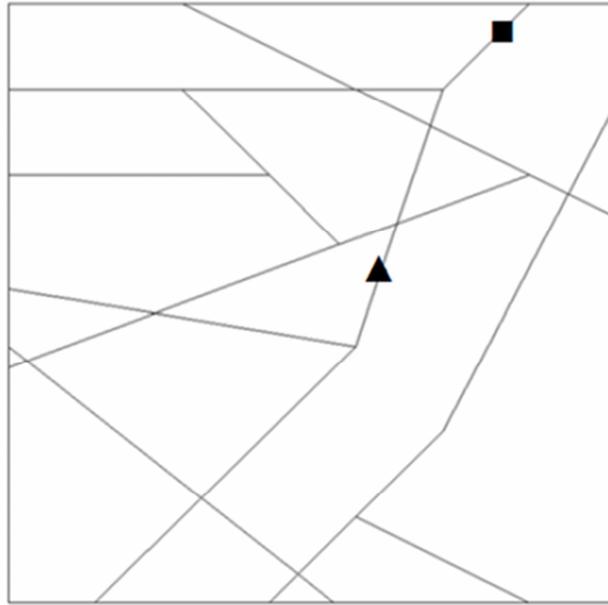


Figura 2-10 – Geometria de meio fraturado (Lavrov, 2008)

Algumas conclusões referentes ao trabalho de Lavrov (2008):

- O comprimento total da rede de fraturas afeta de forma direta a perda acumulativa;
- A dinâmica associada à duração da perda e ao gradiente de início e fim da perda é controlada pela geometria da fratura;

Ao adotar o UDEC no trabalho, (Lavrov, 2008), restringiu o estudo a uma modelagem 2D, afastando-o de uma geometria de falhas 3D possivelmente mais representativa de um problema real. A impossibilidade do uso de mais de um fluido no modelo bem como o uso de fluido *Newtoniano* são alguns pontos a serem melhorados em trabalhos futuros.

Outros estudos foram propostos como os desenvolvidos por Pyrak-Nolte (1988) que busca o aprimoramento no entendimento dos sistemas de percolação em meios fraturados, considerando aspectos como a rugosidade e geometria da fratura bem como um melhor entendimento a respeito das relações entre os vazios existentes num sistema fraturado.

Porém, apesar de todas essas iniciativas, pouco se conhece do real processo de perda de fluido de perfuração em meios fraturados. Com o conhecimento escasso, qualquer tipo de ação preventiva no sentido de se evitar perda de fluido para a formação fica prejudicada.