

2

Revisão Bibliográfica

2.1.

Introdução

No presente capítulo inicialmente apresentam-se a definição e a origem dos folhelhos. Em seguida, é apresentado um breve resumo dos mecanismos que governam o transporte de massa no sistema folhelho-fluido de perfuração e como estes dependem da permeabilidade destas rochas. Na sequência são apresentados os mecanismos de instabilidade de poços; e por último, a definição e classificação dos fluidos de perfuração utilizados pela indústria de petróleo.

2.2.

Definição e origem dos Folhelhos

Folhelho é o termo utilizado para nomear algumas das rochas formadas por sedimentos argilosos com significativa estratificação. Apresenta formato de lâminas finas, paralelas e com tendência de esfoliável, especialmente após exposto a alta compactação e pressões.

Os folhelhos são originados de rochas expostas ao intemperismo e erosão, sendo formados por sedimentos detríticos depositados em áreas baixas e planas dos continentes e oceanos. A transformação destes sedimentos em rocha ocorre após a sua deposição, através de um conjunto de processos químicos, como a dissolução, precipitação, cristalização, recristalização, oxidação, redução e outros. Além destes processos químicos, podem ocorrer também os físicos, conhecidos como diagenéticos, que ocorrem sob-baixas pressões e temperaturas. Estes fenômenos são: a cimentação, a compactação e a autigênese.

A cimentação é a precipitação de minerais nos poros a partir de cátions e ânions dissolvidos na água. Os cimentos mais comuns são a calcita, hidróxido de ferro (limonita), minerais silicosos (quartzo, calcedônia, etc.) e sais (gipsita,

halita). A compactação é o principal processo de litificação dos sedimentos mais finos (argilosos e siltosos). É provocada pela compressão dos sedimentos sob o peso daqueles sobrepostos, havendo gradual diminuição da porosidade, expulsão da água intersticial e atração iônica entre as partículas. A autigênese é a formação de minerais *in situ* (denominados autógenos) durante a diagênese. Assim ocorre a formação de glauconita e a transformação de matéria orgânica em hidrocarbonetos (Frasca e Sartori, 1998).

Os folhelhos são rochas que possuem grãos de tamanho argila igual aos argilitos. Diferenciam-se destes porque possuem lâminas finas estratificadas e paralelas esfoliáveis, enquanto os argilitos apresentam-se com aspecto mais maciço, pouco ou não estratificado. A fissilidade é uma propriedade intrínseca dos folhelhos, que se caracteriza por apresentar a facilidade de se partir em placas segundo planos paralelos finamente espaçados; em outras palavras, possuem a tendência a dividir-se em “folhas”; esta característica está relacionada ao processo de deposição sedimentar e à orientação dos minerais filossilicáticos. A Figura 2.1 apresenta uma imagem de uma amostra de folhelho com uma marcante fissilidade.



Figura 2.1– Amostra de folhelho com lâminas finas e paralelas esfoliáveis.

Segundo Williams *et al.* (1982), os folhelhos são constituídos por duas fases principais: uma sólida e outra fluida. A primeira é composta pelos grãos minerais e pelo material sólido amorfo, que tanto pode ser de origem detrítica (feldspatos sódicos, quartzo, micas e carbonatos), quanto autigênica (sulfetos, carbonatos de cálcio e argilominerais autigênicos). A segunda é composta pela fase líquida, que é representada pela água conata.

As composições mineralógicas das argilas variam de acordo com o tipo do folhelho, sendo illita, esmectita, caulinita, clorita e vermiculita os minerais mais comuns; outros minerais acessórios podem ser encontrados, como o quartzo, carbonatos e feldspatos.

Este tipo de rocha poderia apresentar elevadas porosidades e baixas permeabilidades. Segundo Tan *et al.* (1998) estas características transformam os folhelhos em uma rocha altamente sensível à instabilidade com o transcurso do tempo. Segundo Lal (1999), as características distintivas dos folhelhos, de interesse para a indústria do petróleo, são o conteúdo argiloso e a baixa permeabilidade independente da porosidade. A baixa permeabilidade do folhelho, segundo este autor, é devido à pobre conectividade entre seus poros estreitos com diâmetros típicos entre 3 nm a 10 nm.

Os folhelhos têm um papel importante na exploração e produção de petróleo, são comumente considerados como rochas selantes. Devido aos poros reduzidos saturados de baixa conectividade, geram uma alta pressão capilar que impede o passo dos hidrocarbonatos (Al-Bazali *et al.*, 2009).

2.3. Mecanismos de Transporte de Massa

O transporte de massa (fluxo de água ou íons) entrando ou saindo do folhelho pode ter uma grande influência nas poropressões, tensões, deformações e resistência da rocha ao redor do poço. Desta forma, a compreensão dos mecanismos que regem o transporte de massa é de fundamental importância quando se pretende garantir a estabilidade de poços perfurados neste tipo de rocha. Neste sentido, existem dois mecanismos controladores:

O primeiro é chamado de difusão hidráulica (ou convecção) que representa o fluxo de fluido como resposta ao gradiente de pressão hidráulica entre a pressão que exerce o fluido de perfuração e a pressão de poros da formação. Este tipo de fluxo é governado pela lei de Darcy. O segundo mecanismo é a difusão química, devido à diferença de potencial químico existente entre o fluido de perfuração e o fluido dos poros do folhelho, existe uma migração de soluto das zonas de alta concentração para áreas de menor concentração governado pela lei de Fick. Estes

dois processos são mecanismos de fluxo direto, visto que os fluxos de fluido e soluto estão, diretamente, relacionados aos seus gradientes respectivos.

O processo denominado osmose química é devido à diferença de potencial químico existente entre duas regiões, caracterizado pelo fluxo de água de uma região menos concentrada para uma região mais concentrada quando dois fluidos de concentrações diferentes são separados por uma membrana semi-permeável perfeita, ou seja, que permita somente a passagem de solvente e não de soluto.

Existe outro mecanismo de transporte chamado de advecção, onde o fluxo de íons é devido a um gradiente hidráulico seguindo a lei de fluxo de Darcy. Para rochas relativamente permeáveis (arenitos), o fluxo de soluto pode estar controlado por este tipo de transporte, enquanto a difusão química pode dominar a migração de soluto em rochas de permeabilidade muito baixa, como é no caso dos folhelhos. A advecção apesar de estar contemplada nesta dissertação, pode ser desprezível devido à baixa permeabilidade dos folhelhos.

No presente trabalho de pesquisa, do mesmo modo que nos trabalhos de Muniz (2003), Muniz (2005) e Duarte (2004) é investigado somente o transporte de água e íons devido a gradientes hidráulicos e químicos, desconsiderando-se os gradientes elétricos e de temperatura.

O conceito de atividade química foi aplicado à engenharia de petróleo para quantificar as diferenças de potencial químico entre o folhelho e o fluido de perfuração. A atividade química possibilita comparar a energia livre parcial molar existente entre dois meios (Hale *et al.*, 1992), e está relacionada com a energia livre das moléculas de água em uma solução. Soluções com alta concentração de soluto apresentam uma baixa atividade da água e soluções com baixas concentrações apresentam altas atividade da água.

Quando dois fluidos de concentrações diferentes são separados por uma membrana semi-permeável perfeita (que permita somente a passagem de solvente e não de soluto) a água presente na solução menos concentrada flui para a região de maior concentração na tentativa de equilibrar o sistema, gerando assim um gradiente de pressão. A pressão necessária a ser aplicada no fluido mais concentrado para evitar o fluxo de água, é denominada de pressão osmótica e pode ser obtida pela equação (2.1) (Katchalsky, *et al.*, 1965, Olsen *et al.*, 1990)

$$\Pi = \frac{RT}{V_w} \ln\left(\frac{a_1}{a_2}\right) \quad (2.1)$$

Onde:

R = constante universal dos gases (0,082 l . atm / mol . K);

T = temperatura absoluta (K);

V_w = volume parcial molar da água (0,018 l / mol);

a_1 = atividade química da água na região de baixa concentração iônica;

a_2 = atividade química da água na região de alta concentração iônica

($a_1 > a_2$).

Considerando o folhelho como uma membrana semi-permeável perfeita (que permite o movimento de água e restringe o movimento dos íons), numa situação de poço, a atividade química é utilizada como um parâmetro indicador da direção do fluxo de água entre o folhelho e o fluido de perfuração, podendo-se calcular a pressão osmótica teórica gerada, através da equação (2.2) (Mody & Hale, 1993, van Oort, 1995, Tan *et al.*, 2002).

$$\Pi = \frac{RT}{V_w} \ln\left(\frac{A_f}{A_{fh}}\right) \quad (2.2)$$

Onde:

A_f = atividade química do fluido de perfuração;

A_{fh} = atividade química do fluido de poros do folhelho.

Se a atividade do fluido de perfuração é maior que a atividade do folhelho há fluxo da água do fluido de perfuração para a formação. Se ocorrer o inverso, ou seja, se a atividade do folhelho fosse maior que a atividade do fluido de perfuração, ocorre fluxo da água da formação para o fluido de perfuração. Quando as atividades em cada lado da membrana são iguais, o sistema permanece em equilíbrio, isto é, não ocorre fluxo. (Figura 2.2)

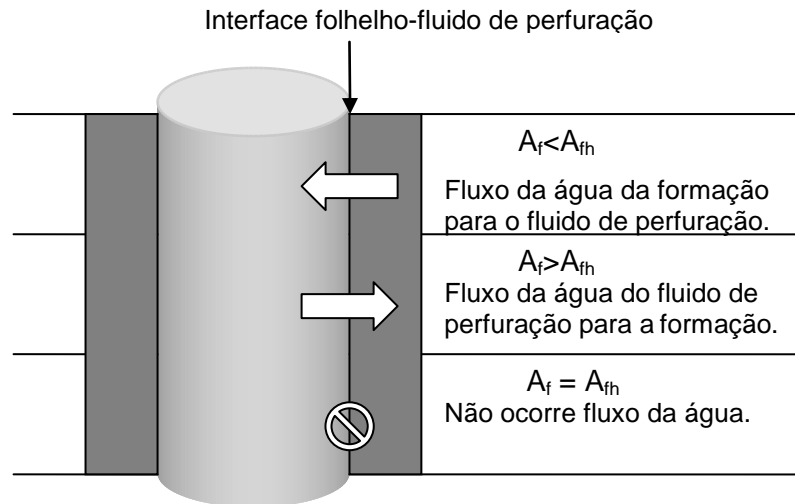


Figura 2.2 – Mecanismos de transporte de água através de uma membrana semi-permeável perfeita sob condições de campo (Hawkes & McLellan, 2000).

Desta maneira, considerando só a atividade e nenhum processo difusivo; poderia-se inferir que a utilização de fluidos de perfuração com maior concentração salina (baixas atividades da água) que o fluido dos poros dos folhelhos, gera um potencial osmótico na formação que é usado para gerar fluxo (osmótico) em direção ao poço perfurado, retirando água da formação, provocando uma queda na poropressão, aumentando a tensão efetiva e como consequência melhorando a resistência da formação.

Chenevert (1970) aplicou o conceito de atividade química que durante muito tempo se demonstrou eficaz na estabilização de poços perfurados com fluidos base óleo. Neste período, atribuía-se aos folhelhos capacidades de se comportar como uma membrana semi-permeável perfeita, evitando que os íons migrassem da fase aquosa do fluido de perfuração para o interior da formação. Entretanto, van Oort (1994), argumenta que o sucesso dos fluidos base óleo, na verdade, é função da formação de barreiras impermeáveis a moderadas pressões diferenciais, devido à alta pressão capilar no contato óleo-fluido dos poros dos folhelhos, em tal sentido, água e íons podem ser restritos pela própria barreira impermeável imposta pelo folhelho, contribuindo assim, para a melhoria da estabilidade (Figura 2.3).

Por estas razões, os fluidos de perfuração base óleo ou base óleo sintético foram usados durante muito tempo. No entanto, esses usos foram restritos no mundo inteiro devido a legislações ambientais e a os seus custos elevados; assim,

os fluidos base óleo foram substituídos por fluidos base água que são ambientalmente viáveis e de menor custo. Como consequência, vários problemas de instabilidade passaram a ser mais frequentes e formulações anteriormente utilizadas com sucesso em fluidos base óleo não se mostraram eficientes.

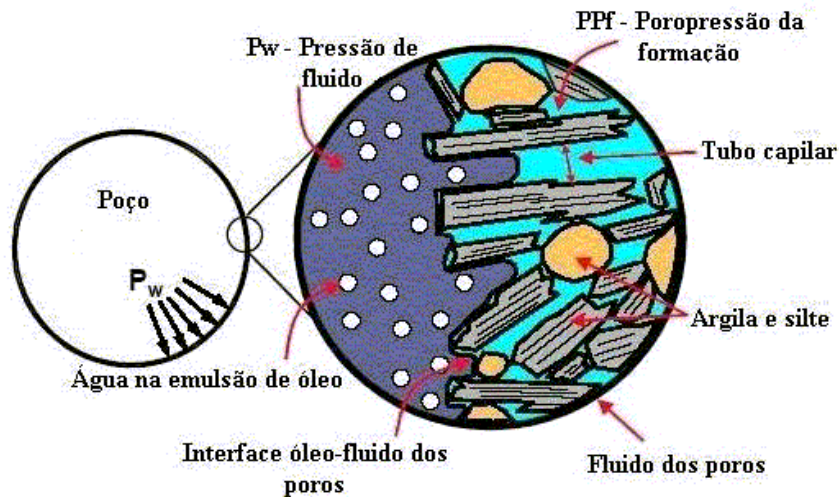


Figura 2.3 – Mecanismos de impermeabilização promovidos na interface óleo-fluido de poros (Dusseault & Gray 1992, modificado por Duarte 2004).

Em investigações da interação entre o fluido de perfuração base água e o folhelho, pesquisadores como van Oort *et al.* (1995), Simpson & Dearing (2000), Tan *et al.* (2002), Ewy & Stankovich (2002), argumentam que o sistema fluido folhelho não impede a difusão de íons, ou seja, a entrada de íons na formação devido a um gradiente químico ou hidráulico. Portanto, o folhelho não atua como uma membrana semi-permeável perfeita.

O potencial osmótico gerado entre o folhelho e o fluido de perfuração em favor da estabilidade, é grandemente influenciado pelo movimento de íons para dentro ou fora dos folhelhos; este fato tem estimulado muito interesse para quantificar o impacto do fluxo iônico no potencial osmótico, o que levou a introduzir o conceito da “eficiência de membrana” ou “coeficiente de reflexão” dos folhelhos.

Segundo Zhang *et al.* (2008), o pesquisador Staverman (1952), foi um dos primeiros a investigar a eficiência de membrana dos folhelhos. Segundo Tare *et al.* (2000), o conceito de coeficiente de reflexão foi primeiramente proposto por Staverman (1951) e introduzido por van Oort *et al.* (1995) em aplicações de

estabilidade de poços. Van Oort *et al.* (1995) definiram que o coeficiente de reflexão do folhelho depende da mobilidade da água (v_a) e do soluto (v_s) de acordo com a equação (2.3) a seguir:

$$\alpha = 1 - (v_s / v_a) \quad (2.3)$$

Se o folhelho reter completamente os íons ($v_s = 0$, $v_a \neq 0$) e permitir somente a passagem de água saindo da formação, é considerado uma membrana semi-permeável perfeita, o que torna o coeficiente de reflexão igual a 1. Este comportamento não é realmente observado com os folhelhos expostos aos fluidos de perfuração base água, pois estes permitem em diferentes graus o ingresso de íons dentro da sua estrutura ($v_s \neq 0$), assim, os folhelhos são considerados membranas semi-permeáveis imperfeitas, apresentando valores do coeficientes de reflexão entre 0 e 1, exibindo desta maneira, certo nível de seletividade iônica.

A verdadeira pressão osmótica (ΔP_{osm}), gerada num sistema onde a membrana seja o folhelho, ou seja, num sistema onde a membrana é semi-permeável imperfeita, deve levar em conta a eficiência de membrana (α) do mesmo, e pode ser obtida pela equação (2.4) (van Oort *et al.*, 1995, Tan *et al.*, 2002, Ewy & Stankovich, 2002, Al-Bazali, 2005).

$$\alpha = \frac{\Delta P_{osm}}{\Pi} \quad (2.4)$$

Onde:

ΔP_{osm} = pressão osmótica gerada experimentalmente;

Π = pressão osmótica teórica gerada pelo fluido de perfuração em contato com o folhelho (Equação 2.2).

Os autores das referências acima desenvolveram equipamentos específicos de forma a estimar a pressão osmótica gerada experimentalmente (ΔP_{osm}) nos folhelhos quando expostos a diferentes fluidos de perfuração, para depois utilizá-las na estimativa experimental da eficiência de membrana ou coeficiente de reflexão (α) mediante a equação 2.4.

Diversos pesquisadores, entre eles van Oort (1997), Ewy & Stankovich, (2002), Tan *et al.* (1996), Al-Bazali *et al.* (2006) e Osuji *et al.* (2008), estimaram valores do coeficiente de reflexão de diversos tipos de folhelhos expostos a soluções salinas na faixa de 0,003 (0,3%) a 0,25 (25%).

O coeficiente de difusão iônica (D) através dos folhelhos é um parâmetro que mede a facilidade ou dificuldade que os íons de um determinado fluido de perfuração têm para se difundir dentro da estrutura do folhelho; por conseguinte, este parâmetro de transporte influi no coeficiente de reflexão. Ao se adicionar altas quantidades de sal no fluido de perfuração, a energia livre da água se reduz, resultando em um nível alto de desbalanceamento entre a solução e o folhelho, o que gera a difusão dos íons em direção ao folhelho (Rabe, 2003).

Collins *et al.* (1989), na avaliação dos coeficientes de difusão iônica nos folhelhos, concluíram que estes são cem vezes menores que os correspondentes valores dos coeficientes de difusão livres e que são menores ainda em íons ou moléculas de maior tamanho.

Lomba (1998), em ensaios que visavam avaliar os coeficientes de difusão de íons (cloreto e cálcio) e da água em contato com o folhelho Speeton do Mar do Norte, estimou coeficientes de difusão da ordem de $10^{-12} \text{m}^2/\text{s}$. Os resultados desses ensaios indicam que os processos osmóticos podem ocorrer sozinhos inicialmente, pois a velocidade com que a água sofre difusão é muito maior que os dos outros íons. Porém, este efeito sofre uma redução com o tempo, pois os outros íons começam a sofrer também difusão e assim equilibrar a concentração entre estes dois meios. Posteriormente, Muniz (2003) em ensaios mediante a célula de difusão que ele desenvolveu, estimou coeficientes de difusão 10 vezes maiores que os obtidos por Lomba (1998).

Além dos mecanismos apresentados acima, existe o fenômeno chamado de difusão osmótica que é o movimento da água que rodeia os íons, na literatura é referida como água associada. Al-Bazali *et al.* (2009) em investigações experimentais que visavam avaliar a estabilidade de folhelhos, concluíram que o movimento da água durante a interação folhelho-fluido, poderia ser maior pelos efeitos da difusão osmótica que pelos efeitos da osmose química. Estes autores acreditam que a difusão osmótica, igual que a osmose química, é um fenômeno de alteração dos folhelhos que teria que se levar em conta. Mencionam que por um longo tempo os pesquisadores tinham ignorado os efeitos da difusão osmótica na alteração dos folhelhos, pois se acreditava que este efeito é muito pequeno em comparação aos gerados por processos de osmose química. No entanto, Simpson & Dearing (2000) já tinham apresentado anteriormente a chamada força de difusão osmótica, estes autores concluíram que se a força de difusão osmótica

exceder a força de osmose química, invasão de íons e água podem aumentar a pressão de poros e a umidade na vizinhança do poço. Além disso, a invasão de íons pode provocar reações de trocas catiônicas alterando a estrutura dos argilominerais do folhelho.

Vale indicar que o fenômeno de difusão osmótica não está contemplado no presente estudo.

2.4. Influência da Permeabilidade do Folhelho

O estudo dos movimentos difusivos e osmóticos se tornam complexos, pois estes fenômenos possuem fluxos opostos, ou seja, o fluxo de água é dado em uma direção e o fluxo de íons contrariamente a esta. Além disto, a velocidade do transporte é função do gradiente químico imposto e das propriedades do folhelho como a permeabilidade.

Altas permeabilidades poderiam acabar com o potencial osmótico gerado na formação, como consequência da rápida equalização do gradiente químico entre o folhelho e o fluido de perfuração devido à facilidade na passagem de solutos e água para dentro da estrutura rochosa; que se traduz, em baixos valores do coeficiente de reflexão.

Al-Bazali *et al.* (2006) em ensaios que visaram avaliar o coeficiente de reflexão em corpos de prova de diferentes permeabilidade e submetidos a diversas soluções salinas (diferentes atividades da água), concluíram que a permeabilidade dos folhelhos influenciam na eficiência de membrana e na pressão osmótica gerada. A tendência geral foi que a eficiência de membrana se incrementava quando a permeabilidade do folhelho decrescia. Osuji *et al.* (2008), em ensaios com o folhelho Atoka submetidos a diferentes fluidos de perfuração base água, mostraram que a eficiência de membrana é função da permeabilidade e da porosidade dos folhelhos, baixas permeabilidades e baixas porosidades correlacionaram bem com altos coeficientes de reflexão.

A permeabilidade dos folhelhos é influenciada por vários fatores, entre eles podemos citar a distribuição de tamanho dos poros, a conectividade destes, a

tortuosidade dos canais de fluxo, a porosidade, e o tamanho e o arranjo dos seus grãos.

A característica comum nos folhelhos é sua anisotropia, a origem está ligada as condições de deposição dos sedimentos e a natural foliação das argilas, em outras palavras à fissilidade que estas possuem. A avaliação da anisotropia da permeabilidade é de muita importância quando se estuda fluxos de água ou íons dentro de formações rochosas, pois poderia ser alta e não desprezível, como é no caso das rochas sedimentares.

Schlemmer *et al.* (2003) em ensaios que visavam estimar a permeabilidade do folhelho Pierre1E, reportaram valores na faixa de 0,3 a 10 μD quando ensaiados paralelos ao plano de acamamento (ensaio horizontal). Por outro lado, a faixa de permeabilidade quando ensaiados perpendicularmente ao acamamento (ensaio vertical) foi entre 0,01 a 0,05 μD . Claramente pode ser observado que as permeabilidades paralelas aos planos de acamamento são elevadas em relação as perpendiculares (anisotropia de 20 a 30). Se estas variações não são levadas em conta, poderiam ser fontes de erro de interpretação nos coeficientes de reflexão obtidos num mesmo tipo de folhelho.

Bolton *et al.* (2000) observaram com o uso de microscopia eletrônica de varredura (MEV) que os sedimentos marinhos sobre-adensados de partículas finas apresentam microfraturas orientadas e paralelas que causam significativa anisotropia na permeabilidade. Ensaios de porosimetria por injeção de mercúrio, feitos por estes autores, em corpos de prova idênticos (mesma localização litológica), indicam que fluxos substanciais são devido à microfraturas abertas com uma favorável orientação (paralelos à fissilidade). Isto foi mostrado claramente, pois estes autores fizeram ensaios de porosimetria direcionada (contrários à porosimetria por injeção de mercúrio tradicional), que consistiu na injeção de mercúrio paralela e perpendicular à fissilidade, selando os lados do corpo de prova com resina e forçando o mercúrio ser introduzido só por uma direção. Os resultados obtidos por estes autores são apresentados na Figura 2.4. Pode-se observar que, quando a intrusão de mercúrio foi perpendicular a fissilidade da amostra existe um pico único (distribuição uni-modal) definido por o diâmetro igual a 0,4 μm . Contrário a este comportamento, quando a intrusão de mercúrio foi paralela à fissilidade, existem dois picos (distribuição bi-modal) definidos pelos diâmetros 0,4 μm e 2 μm .

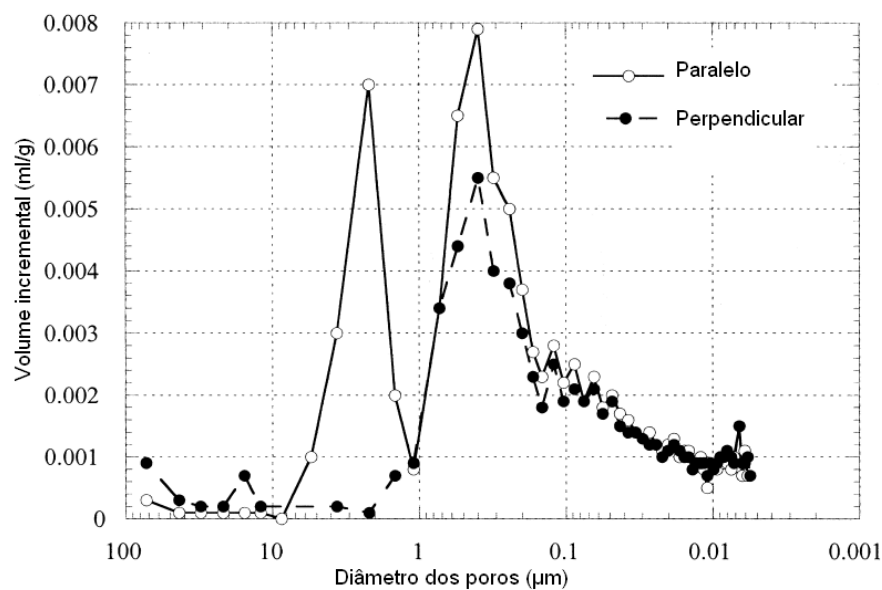


Figura 2.4 – Distribuição de tamanho dos poros em ambas as direções da amostra (sedimentos argilosos sobre-adensado).

2.5. Mecanismos de Instabilidade de Poços

O processo de perfurar um poço altera o estado de tensões nas formações rochosas atravessadas pela broca. O material removido pela escavação é substituído pelo fluido de perfuração que, entre outras funções, tenta restabelecer o equilíbrio anterior à escavação. Contudo, isto nem sempre é atingido e, como consequência, algum tipo de ruptura será gerado na região circunvizinha à parede do poço.

Os poços de petróleo apresentam diversos problemas de instabilidade quando os folhelhos são perfurados, causando graves problemas técnicos de perfuração, perdas de tempo e custos adicionais. A mais importante variável para manter a estabilidade do poço seria prevenir a invasão de pressões elevadas dentro da matriz do folhelho (Stowe *et al.*, 2001, van Oort *et al.*, 1994, van Oort, 1997, Tare and Mody, 2000). Um típico exemplo de problemas encontrados no processo de perfuração, quando os folhelhos são atravessados, é esquematizado no gráfico da Figura 2.5. O perfil Caliper é um perfil auxiliar que mede o diâmetro do poço em qualquer profundidade e nos fornece de forma indireta, uma indicação das condições de estabilidade do poço. Nesta figura, as linhas tracejadas indicam o

diâmetro de desenho do poço e as linhas completas, os diâmetros do poço fornecidos pelo perfil Caliper. Como pode ser observado, os problemas de instabilidade se dão justamente nas camadas dos folhelhos apresentando incrementos bruscos de diâmetro. Observe-se que este fato não acontece quando os arenitos são perfurados.

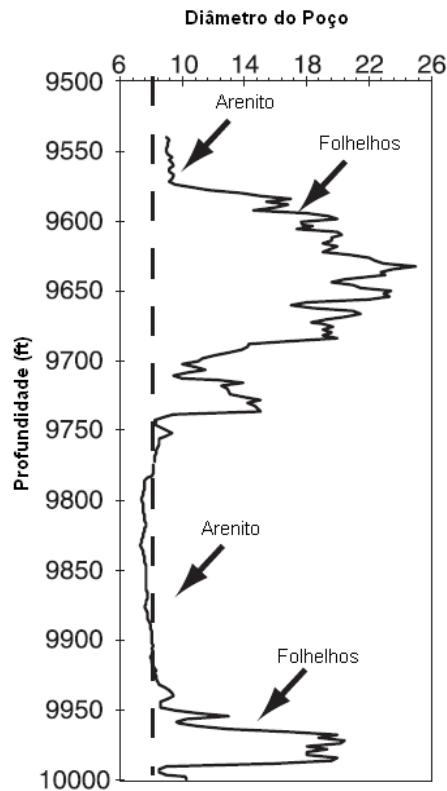


Figura 2.5 – Exemplo típico de instabilidade de folhelhos e problemas de poço observados no perfil caliper (van Oort, 2003).

Diversos pesquisadores concluíram que quando os fluidos de perfuração base água são usados, apresentam-se dois fenômenos básicos que causam a instabilidade dos poços. Estes são classificados em efeitos mecânicos e físico-químicos.

Os efeitos mecânicos são processos físicos que ocorrem quando as tensões mecânicas impostas na formação excedem a resistência do folhelho e podem ser eficazmente manejados pela alteração do peso do fluido de perfuração (lama) para mantê-lo dentro das faixas de resistência. Basicamente são dois tipos de rupturas que surgem devido a este fenômeno, que ocorrem ao redor de poços. Estes são detalhados a seguir:

1. A ruptura por compressão (Figura 2.6a), chamada de colapso é provocada por um peso insuficiente do fluido de perfuração comparado com a resistência da rocha e as tensões ao redor do poço. A ruptura por compressão pode se apresentar como uma diminuição do diâmetro do poço ou com desmoronamento das paredes, de acordo com o comportamento dúctil ou frágil das rochas perfuradas.
2. A ruptura por tração (Figura 2.6b), também chamada fraturamento, é provocada por um peso excessivo do fluido de perfuração comparado com a resistência à tração da rocha. A ruptura por tração apresenta fraturas com perda de circulação parcial ou total. A invasão do fluido de perfuração incrementa a poropressão da parede do poço e é transmitida no tempo para a formação e dependendo das tensões que atuam ao redor deste poderia se gerar a instabilidade e futuro colapso.

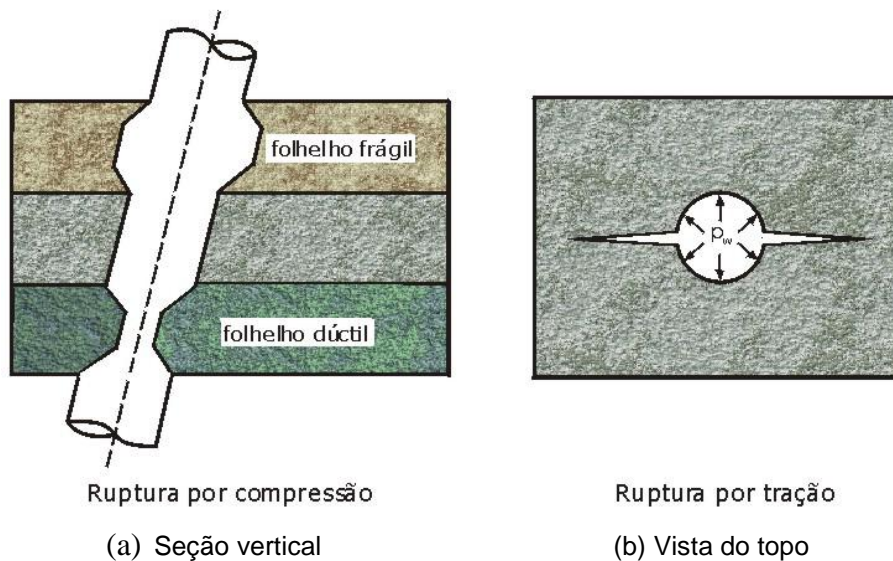


Figura 2.6 – Tipos de ruptura ao redor de poços (Fjær *et al.*, 1992).

Os efeitos físico-químicos causam um tipo de ruptura que surge devido às interações físico-químicas da rocha com o fluido de perfuração (Santos, 1989). Contrários as rupturas mecânicas estes dependem do tempo. A invasão do fluido de perfuração por gradiente hidráulico ou a difusão dos íons devido ao gradiente químico, altera a composição do fluido de poros do folhelho resultando numa variação da pressão de hidratação (“*swelling*”) e poropressão na região ao redor do poço. Como consequência, a tensão efetiva pode ser fortemente reduzida e

propiciar a ruptura por compressão ou por tração, devido à geração de tensões radiais na formação.

2.6. Fluidos de Perfuração

Durante a perfuração de poços de petróleo, usa-se um fluido de perfuração, cuja composição química induz a comportamentos físico-químicos desejados, para permitir um equilíbrio entre as pressões das formações e a pressão dentro dos poços. O fluido de perfuração deve possuir propriedades físico-químicas que possam ser cuidadosamente controladas, para se ajustarem a uma grande variedade de condições em sub-superfície (Darley *et al.*, 1988).

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado químico dos componentes (Thomas, 2001).

Os fluidos de perfuração são, de uma maneira geral, sistemas multifásicos, que podem conter água, material orgânico, sais dissolvidos e sólidos em suspensão nas mais diversas proporções. Esses fluidos são indispensáveis durante as atividades de perfuração de um poço, pois desempenham uma série de características essenciais, destacando-se:

- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Exercer pressão hidrostática sobre a formação, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (“*Kick*”)
- Carrear os cascalhos gerados durante a perfuração (Figura 2.7);
- Manter os sólidos em suspensão durante a interrupção da perfuração;
- Resfriar e lubrificar a broca e o tubo de perfuração para evitar a corrosão;
- Ser bombeável;
- Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço;
- Não provocar danos à formação produtora;
- Apresentar custo compatível com a operação.

Assim sendo, projetar um fluido de perfuração apropriado para uma situação específica exige a compreensão das propriedades deste fluido, em particular sua reologia, e do seu desempenho sob condições de operação. Além disso, se faz necessário o conhecimento de características da zona perfurada, tais como pressão estática e propriedades permo-porosas.



Figura 2.7 – Fluido de perfuração carreando os cascalhos para a superfície (Duarte, 2004).

2.7. Classificação dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração são comumente classificados de acordo com o componente principal que constitui a fase contínua ou dispersante. Esses componentes podem ser água, óleo e gás. Quando o componente principal da fase contínua é um líquido, o termo lama foi muito usado para a mistura formada pelos sólidos suspenso no líquido.

Os fluidos de perfuração à base de água são comumente chamados de “*water based mud*” (WBM) e os fluidos à base de óleo de “*oil based mud*” (OBM). A presença de ambos os líquidos (óleo e água) juntos resulta em uma emulsão, formada através de agitação e da presença de um emulsificante adequado. A natureza química do agente emulsificante determina o tipo de emulsão.

Nos fluidos à base de óleo ou simplesmente base óleo, a fase contínua é constituída por óleo, que pode ser de diferentes tipos como: óleo cru, óleo mineral (fração de hidrocarbonetos saturados de C12 a C18 contendo baixas quantidades de aromáticos) e diesel (fração de petróleo destilado, contendo uma mistura não específica de parafinas, olefinas e aromáticos) (Darley *et al.*, 1988). Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase dispersa. Devido principalmente ao alto custo inicial e grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregados com menor frequência do que os fluidos à base de água.

Os fluidos à base de água ou simplesmente base água, são viáveis por não poluírem o meio ambiente. A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros. Segundo Machado & Oliveira (1986), os fluidos base água doce ou salgada, que atuam como um meio de dispersão, podem ser compostos por bentonitas, soda cáustica, lignossulfatos, amidos, polímeros, eletrólitos, baritina e hematita, cada um destes em diferentes proporções e com uma determinada função. Por exemplo, a bentonita, atapulguita e os polímeros funcionam como viscosificantes. A soda cáustica funciona como alcalinizante e floculante. Os amidos, dependendo do tamanho de suas partículas, evita a penetração do fluido na formação (redução de filtrado). Cloretos e hidróxidos à base de sódio, cálcio e potássio são utilizados como inibidores químicos e floculantes, e finalmente, a barita e a hematita, por possuírem elevada densidade dos grãos, são utilizadas como densificantes.

Os fluidos inibidos dentro dos fluidos base água são programados para perfurar rochas de elevado grau de atividade na presença de água doce. Uma rocha é dita ativa quando interage quimicamente com a água, tornando-se expansível, plástica e dispersível, como é o caso dos folhelhos, ou até mesmo solúvel, como é o caso das rochas evaporíticas. Nos fluidos inibidos são adicionados produtos químicos tais como eletrólitos e/ou polímeros, que têm a propriedade de retardar ou diminuir estes efeitos. Soluções eletrolíticas, como os cloretos de sódio, de potássio, e de cálcio, conferem uma inibição química porque reduzem a atividade química da água do fluido de perfuração, porém, podem reagir com a formação, alterando-lhe a composição química.

Os fluidos base água contendo silicatos também são uma boa alternativa na estabilização de formações rochosas como os folhelhos, foram re-introduzidos na

indústria do petróleo nos anos 1990s (Ward and Williamson, 1996). Estes fluidos têm a propriedade de se gelificar e precipitar quando expostos aos folhelhos, criando uma fina superfície (reboco) que sela as superfícies levemente fissuradas e fraturadas, prevenindo assim a invasão do fluido de perfuração. Estes fluidos podem ser usados com sais que proporcionem baixas atividades da água gerando altas eficiências de membrana, tipicamente entre 30 e 80% (van Oort, 2003).

Os fluidos à base de gás incluem aqueles nos quais o gás é a fase contínua (gás seco), e aqueles onde o gás é a fase descontínua, como em espumas e espumas compactas. Segundo Thomas (2001), algumas situações recomendam a utilização destes fluidos de baixa densidade, tais como em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos. Também em formações muito duras como o basalto ou o diabásio e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo.

Os fluidos de base orgânica sintética (Growcock *et al.*, 1994) podem ser considerados como uma classe especial dos fluidos à base de óleo, onde a fase contínua é constituída de substâncias oleosas produzidas através de reações químicas (como por exemplo, ésteres e acetais) ou purificadas a partir de uma fração de petróleo. Do ponto de vista do desempenho, podem ser considerados como similares aos apresentados pelos fluidos à base de óleo, além de terem a vantagem de causarem um menor impacto ambiental, uma vez que são menos tóxicos e mais biodegradáveis.

Dye *et al.* (2005) propõem para a indústria petrolífera novos tipos de fluidos de perfuração, utilizados posteriormente por Montilva *et al.* (2007), baseados no conceito original da “total inibição”, chamando-os de fluidos de perfuração base água de alto desempenho (“*high performance water based mud*”-HPWBM). Segundo os autores, estes fluidos são projetados para desempenhar-se entre os rendimentos dos convencionais WBM e os emulsificantes, e estão compostos por uma micronizada química de polímeros dispersíveis em alumínio. Estes autores concluem, depois de ensaios experimentais, que a nova HPWBM tem desempenho com as mesmas características do OBM/SBM e atendendo as legislações ambientais.

Finalmente, os fluidos à base de água contendo eletrólitos (soluções salinas) são possivelmente as melhores opções para uso como fluidos de perfuração em

formações como os folhelhos, pois estes, quando são projetados de uma maneira eficiente, atuam como inibidores químicos e garantem a estabilidade da formação. Além disso, são ambientalmente viáveis por não poluir o meio ambiente. Uma boa análise das interações físico-químicas e o conhecimento das propriedades estruturais micro e macroscópicas dos folhelhos garantem a otimização do projeto do fluido de perfuração e a estabilidade do poço no processo de perfuração.

Nesta dissertação, nas campanhas de ensaios com as células de difusão, os folhelhos foram submetidos a diferentes soluções e concentrações salinas em um campo de tensões estipulados. Estes ensaios permitiram simular a interação físico-química existente entre os fluidos de perfuração base água (WBM) e os folhelhos no processo de perfuração.