

## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1. Conceitos Gerais

Na exploração de petróleo, os folhelhos são rochas formadoras de hidrocarbonetos e capeadoras das rochas reservatório (Horsrud *et al.*, 1994). Não obstante, a pesquisa para o conhecimento das propriedades do folhelho tem sido dificultada pelos altos custos operacionais da amostragem (feita a profundidades abaixo dos 1000 m) e pela impossibilidade para manter a amostra no laboratório sob condições similares às aquelas existentes *in situ*. Esta carência de amostras representativas tem sido o principal motivo da falta de dados publicados sobre folhelhos a grandes profundidades.

Os folhelhos são rochas sedimentares de granulação fina, compostas basicamente de argila com alta porosidade e baixa permeabilidade, o que lhe confere elevado potencial de reatividade frente aos fluidos de perfuração. Estas características transformam os folhelhos em uma rocha altamente sensível a instabilidade com o transcurso do tempo (Tan *et al.*, 1998).

As forças que atuam ao redor do poço podem ser divididas em dois grupos: forças mecânicas e forças físico-químicas (Figura 2. 1). O primeiro grupo contém as tensões *in situ*, a pressão de poros e a pressão no poço e as forças resultantes da resposta ao carregamento (tração ou compressão). As forças físico-químicas incluem as forças de Van der Waals e as de repulsão entre dupla camadas (van Oort *et al.*, 1994). A dupla camada está definida pela superfície de argila carregada negativamente e a sua camada de sorção de cátions (Figura 2. 2), e está sobreposta com outras dupla camadas de placas adjacentes como resultado da compactação da argila.

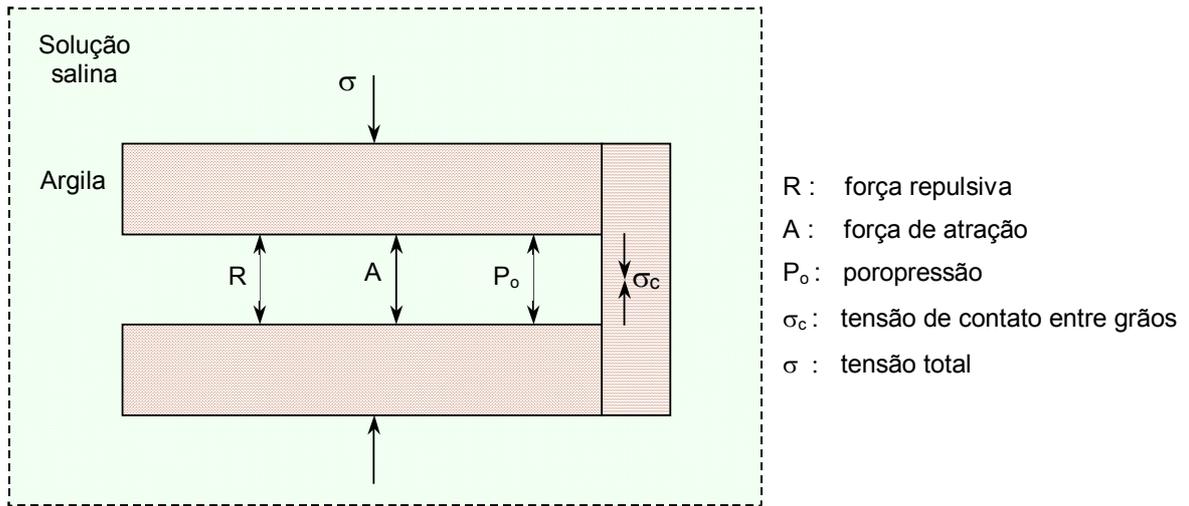


Figura 2. 1 – Esquema das forças atuando em um sistema água-eletrolito-argila (Fonseca & Chenevert, 1998)

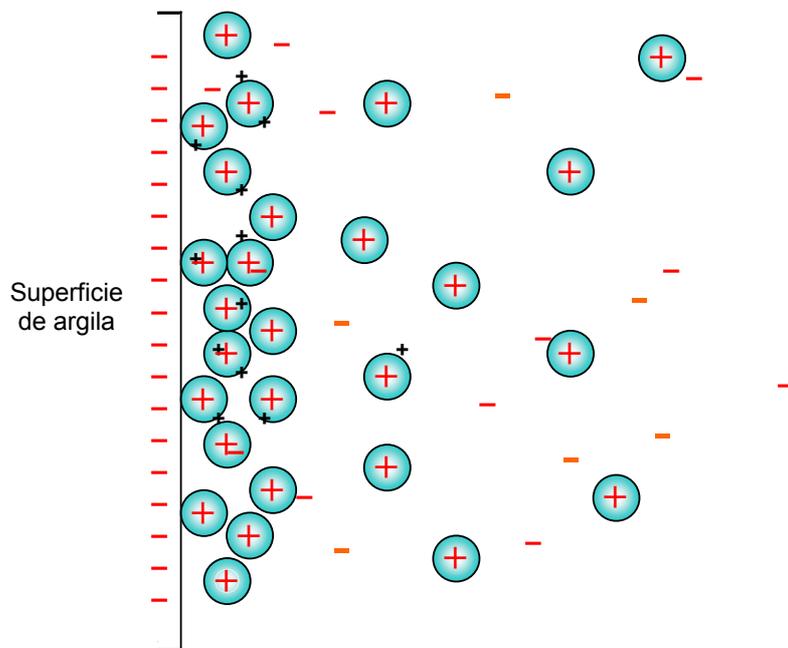


Figura 2. 2 – Dupla camada: superfície negativa e carga elétrica distribuída (Mitchel, 1996)

Todas estas forças de origem físico-química quando combinadas, geram em rochas submetidas a altas tensões confinantes um aumento da tensão induzida pela adsorção da água devido à incapacidade da rocha para se expandir livremente. Em princípio, esta tensão de hidratação (conceito estabelecido por Chenevert, 1970), atua perpendicularmente à superfície da argila. Se uma orientação randômica das partículas de argila for assumida no folhelho, uma tensão de

hidratação média resulta, atuando em todas direções. Estes mecanismos tornam-se desprezíveis para espaçamentos muito maiores do que 100 Å, fazendo com que para os espaçamentos relativamente pequenos encontrados em folhelhos compactados (menor que 100 Å), as forças estruturais (forças entre partículas) sejam as que comandam as interações entre partículas de argila (Bol & Wong, 1992)

Van Oort (1994) identificou dois tipos de problemas relacionados com instabilidade de folhelhos: instabilidade dos cascalhos e do poço.

### **2.1.1. Estabilidade de Cascalhos**

A instabilidade por dispersão de cascalhos é derivada da hidratação das partículas de argila do folhelho quando expostas a fluidos base água. A pressão de hidratação *in situ* atua em ambientes ricos em água e, combinada com a pressão de penetração do fluido de perfuração, podem resultar em expansão (aumento do volume devido à hidratação da argila ou outros minerais absorventes de água) e desintegração de cascalhos do folhelho, o que produz um carregamento extra de sólidos do fluido de perfuração que dificulta a limpeza do poço. Este tipo de problema de estabilidade tem sido estudado, analisado e combatido com sucesso com o uso de inibidores (como o KCl) que minimizam a hidratação da argila e/ou aditivos que impedem a desintegração do cascalho.

### **2.1.2. Estabilidade do Poço**

As rochas têm a característica de incrementar a sua resistência ao cisalhamento quando a pressão confinante aumenta. Este comportamento pode ser descrito pelo critério de ruptura de Mohr-Coulomb:

$$\tau = c' + \sigma' \tan \phi' \quad (2.1)$$

segundo o qual, o material sofre ruptura quando a tensão cisalhante ultrapassar a sua resistência. Nesta equação,  $\tau$  é a tensão de cisalhamento no plano de ruptura,

$\sigma'$  é a tensão efetiva normal à superfície de ruptura,  $\phi'$  é o ângulo de atrito interno efetivo e  $c'$  é a coesão efetiva.

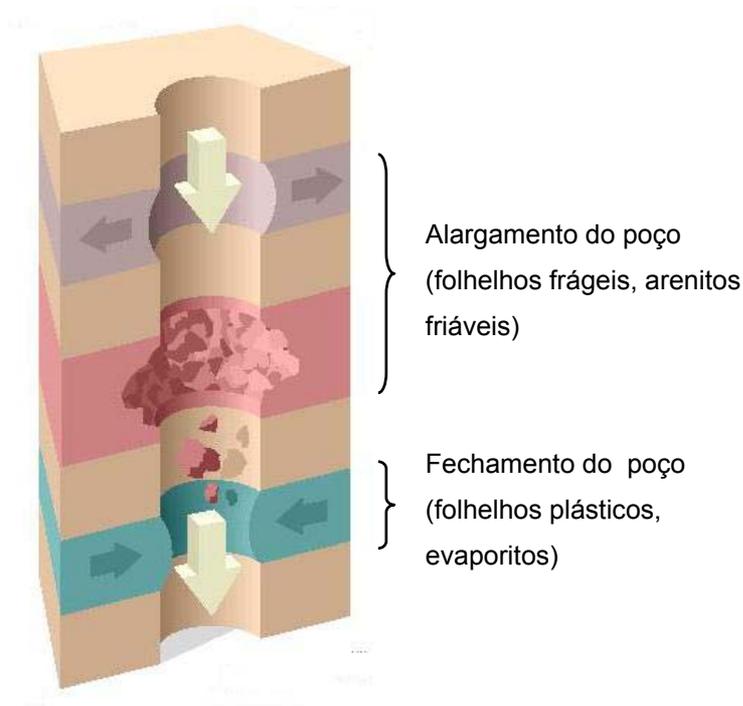


Figura 2. 3 – Alguns tipos de instabilidade de poço (Last & Plumb, 1995)

Para favorecer a estabilidade do poço, é necessário o controle das tensões efetivas ao seu redor durante a perfuração, o que adiciona complexidade a este tipo de instabilidade. Os parâmetros operacionais principais para alcançar este propósito são a densidade e composição do fluido de perfuração e o controle das variações da pressão do fluido no espaço anular. Como representado na Figura 2. 3 e na Figura 2. 4, basicamente três problemas de estabilidade relacionados com o fluido de perfuração podem ocorrer:

- a) *Ruptura por tração*. A consequência de uma ruptura deste tipo acarreta a abertura de uma fratura na parede do poço. Estudos demonstram que, dependendo da direção relativa do eixo do poço e das tensões principais *in situ*, a fratura pode ocorrer de forma a cortar o eixo do poço (do Santos, 1989).

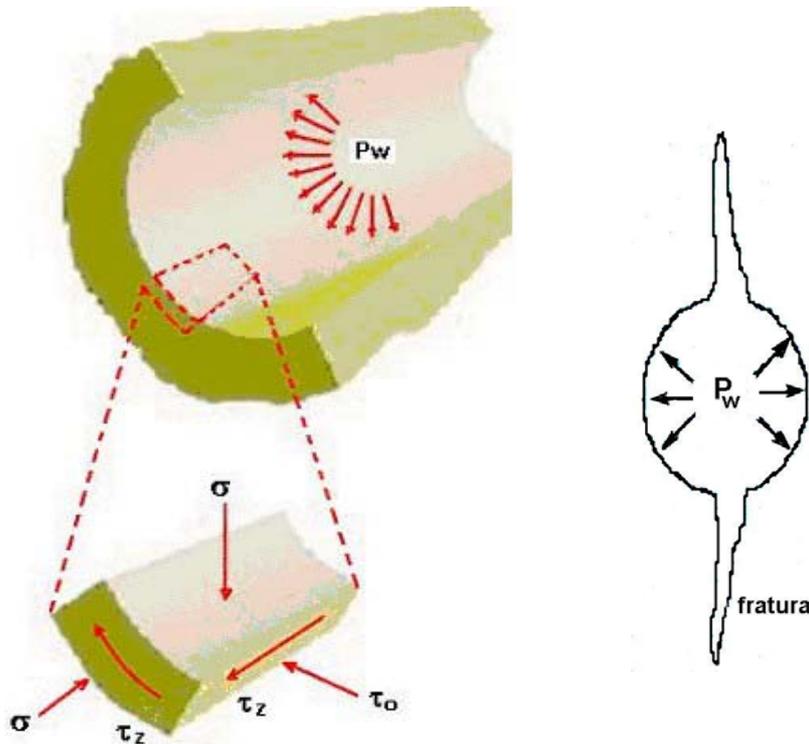


Figura 2. 4 – Tensões na parede do poço, ruptura à tração (Last & Plumb, 1995)

O critério para identificar o início da ruptura à tração, estabelece que a tensão principal efetiva menor na parede do poço ( $\sigma_3'$ ), inferior à resistência à tração da rocha ( $\sigma_t$ ), gera ruptura, como mostrado na seguinte expressão:

$$\sigma_3' < 0 \quad \text{e} \quad |\sigma_3'| > \sigma_t \quad (2.2)$$

- b) *Ruptura por compressão.* Este tipo de ruptura é gerada por insuficiente ou muito elevado peso do fluido de perfuração. Em rochas dúcteis, tais como evaporitos e alguns tipos de folhelhos, este tipo de instabilidade ocasiona um fechamento do poço com diminuição do seu diâmetro. No caso de rochas com comportamento frágil como a maioria dos arenitos, calcáreos e rochas ígneas, a ruptura à compressão pode provocar o rompimento da rocha na parede do poço.
- c) *Ruptura por tração ou compressão.* Ocorre devido a um forte aumento da pressão de poros e da pressão de hidratação. Este tipo de ruptura surge devido às interações físico-químicas da rocha com o fluido de perfuração (dos Santos, 1989).

Com o fluido base água convencional, a entrada de água e a conseqüente difusão da pressão de poros na formação rochosa é favorecida. Este mecanismo reduz eventualmente o valor da tensão média efetiva no poço, com alguma mudança na tensão desviadora, levando à falha da formação (Gazaniol & Forsans, 1994).

Imediatamente após a perfuração do poço, a resposta do folhelho é não drenada, o qual gera um excesso de pressão de poros, que, com o passar do tempo, vai sendo dissipado. O comportamento transiente da pressão de poros ao redor do poço é mostrado na Figura 2. 5. Os diferentes tempos ilustrados (0, 1, 5, 10, 20 e 40 dias após a perfuração) para uma permeabilidade de  $10^{-21}$  m<sup>2</sup> (1 nD), são diretamente proporcionais à permeabilidade. Para uma permeabilidade de 30 nD, por exemplo, o tempo  $t = 10$  dias na Figura 2. 5, corresponde a 8 horas aproximadamente (Horsrud *et al.*, 1994). Quando as tensões principais no plano do poço não são iguais (poços desviados, ou poços verticais submetidos a tensões horizontais diferentes), a perfuração incrementa a pressão de poros nas áreas onde a tensão tangencial é alta, e sofre um decréscimo naquelas onde a tensão tangencial é baixa. Depois disso, a pressão de poros se dissipará lateralmente, desde as zonas de maior pressão para as zonas de menor pressão. Como conseqüência da sua difusão, a pressão de poros gradualmente incrementa até alcançar o estado permanente.

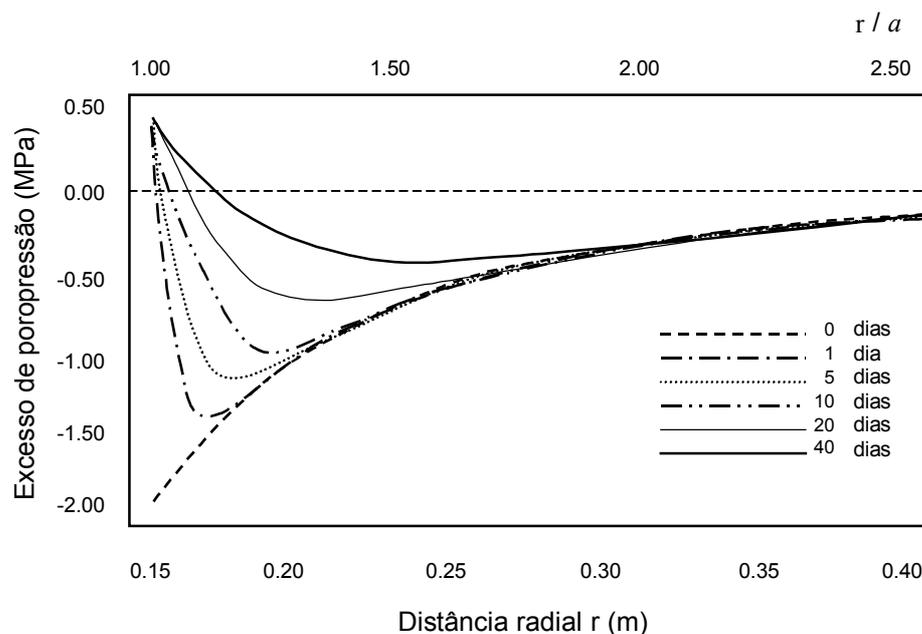


Figura 2. 5 – Pressão de poros ao redor do poço (Horsrud *et al.*, 1994)

## 2.2. Mecanismos de Transporte

O comportamento do folhelho durante a perfuração é definido por uma complexa combinação de processos mecânicos, químicos, térmicos e elétricos e a sua natureza acoplada não pode ser compreendida se os mecanismos forem analisados separadamente (Frydman & da Fontoura, 2001). A presença do fluido de perfuração pode levar ao transporte de íons e/ou água para dentro ou para fora da formação. Neste sentido existem dois mecanismos controladores: a diferença de pressão hidráulica (diferença entre a pressão do fluido de perfuração e a pressão de poros) e a diferença de potencial químico entre o fluido de perfuração e o fluido dos poros. A difusão hidráulica representa o fluxo de fluido como resposta ao gradiente de pressão hidráulica. Este tipo de fluxo é governado pela lei de Darcy e, no caso de fluidos de perfuração base óleo, pode ser restrito pela própria barreira impermeável imposta pelo folhelho. A difusão química refere-se à migração de soluto das zonas de alta concentração para áreas de menor concentração e é governado pela lei de Fick. Estes dois processos são mecanismos de fluxo direto, visto que o fluxo de fluido e soluto estão diretamente relacionados aos seus gradientes respectivos.

Existe um outro mecanismo de transporte onde os íons ou moléculas seguem 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 (folhelhos). Na Figura 2. 6 são apresentados os fatores que comandam os diferentes mecanismos de transporte: diferença de pressão hidráulica entre a formação ( $P_o$ ) e o fluido de perfuração ( $P_w$ ), diferença de atividade química entre o fluido dos poros ( $a_o$ ) e o fluido de perfuração ( $a_w$ ) e a concentração dos meios de cada lado da interface.

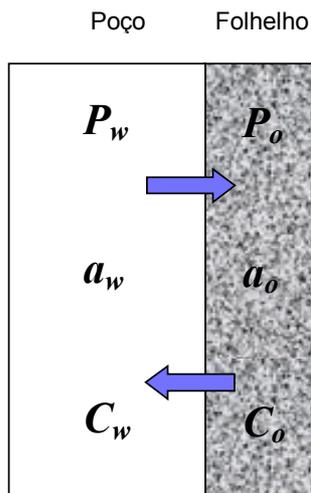


Figura 2. 6 – Fatores que comandam o transporte na parede do poço: pressão de poros, atividade e concentração (Hawkies *et al.*, 2000)

Para quantificar as diferenças de potencial químico entre o folhelho e o fluido de perfuração, o conceito de atividade química foi aplicado à engenharia de petróleo. Ela 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. Quando a atividade do fluido de perfuração é menor do que da água dos poros do folhelho, esta é induzida a fluir para fora da rocha. Pelo contrário, para o caso do fluido de perfuração com atividade maior do que a fluido nos poros, o gradiente químico favorece a entrada de fluido na formação. Quando as atividades em cada lado da membrana são iguais, o sistema permanece em equilíbrio, isto é, não ocorre fluxo devido à osmose. As diferentes situações são mostradas na Figura 2. 7.

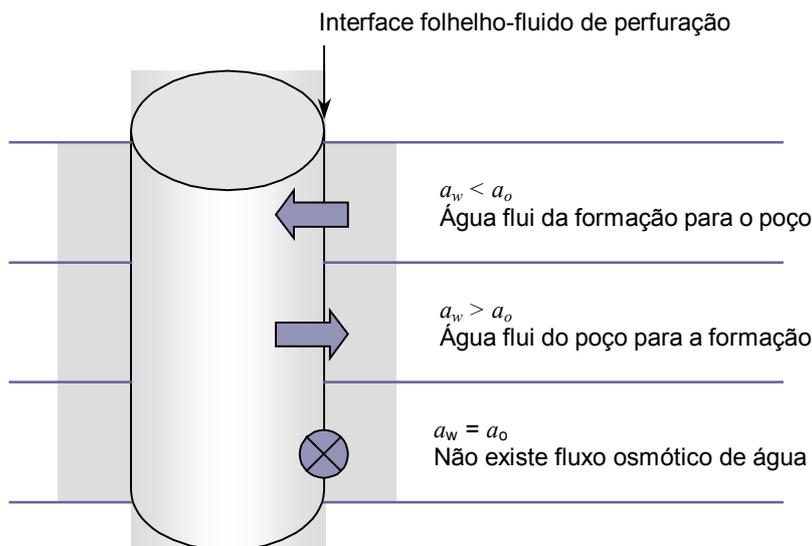


Figura 2. 7 – Transporte de água através de uma membrana semipermeável perfeita na interface folhelho-fluido de perfuração (Hawkes *et al.*, 2000)

No caso da osmose química, tema bastante controvertido na estabilidade de folhelhos, vários estudos tentam esclarecer a extensão do seu efeito neste tipo de rocha. O princípio básico de osmose química envolve o conceito de “membrana semipermeável perfeita”, definida como uma interface permeável para as moléculas de água mas impermeável para íons ou moléculas do soluto (van Oort, 1994).

A osmose representa o caso extremo para o qual os íons não conseguem se movimentar para fora ou dentro do folhelho. A teoria de desidratação da rocha foi tratada por Chenevert em 1970 para o caso de fluidos base óleo, os quais têm a propriedade de constituir uma barreira na parede do poço, a qual atuaria como membrana semipermeável perfeita, evitando que os íons migrassem da fase aquosa do fluido de perfuração para o interior da formação. Este conceito foi depois aplicado para fluidos de perfuração base água, assumindo o anterior comportamento, pois acreditava-se que a baixíssima permeabilidade do folhelho era, por se mesma, uma barreira para o fluxo de água e íons para dentro da formação. No entanto, pesquisas posteriores desenvolvidas por Sherwood (1993), Sherwood e Bailey (1994), e van Oort *et al.* (1996), demonstraram a não idealidade da membrana semipermeável na interface do folhelho quando perfurado com fluido de perfuração base água.

Em contraste com a osmose química, a difusão osmótica resulta em uma transferência de soluto e água associada, de zonas de menor concentração para regiões mais diluídas. Se esta força ultrapassar o mecanismo de osmose química, a invasão de íons pode incrementar a pressão de poros e o teor de umidade do folhelho perto da parede do poço, gerando instabilidade (Simpson & Dearing, 2000).

A pressão osmótica de equilíbrio final depende tanto da diferença de atividade química entre o fluido de perfuração e o folhelho quanto do coeficiente de reflexão  $\alpha$  (Tan *et al.*, 1996). Este coeficiente está relacionado com as taxas relativas de migração de solvente e soluto no folhelho. Para o caso de membrana semipermeável perfeita  $\alpha$  é igual a 1, indicando que todo o soluto é refletido pela membrana; no caso de meios porosos sem propriedades de membrana, seu valor se torna nulo. Para sistemas de membrana semipermeável não ideal, o coeficiente de reflexão depende de vários fatores (tipo de folhelho, conteúdo de argila, profundidade, tensões *in situ*, distribuição e tamanho dos poros, atividade química, entre outros) e pode alcançar valores entre 0 e 1. Neste último caso, o mecanismo de estabilidade do folhelho decorrente da diminuição da pressão de poros pelo fluxo de água para fora do folhelho, e o conseqüente aumento da resistência, atuará só temporariamente.

### **2.3. Fluidos de Perfuração**

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, e, por vezes, gases, e eles devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Basicamente, os fluidos de perfuração possuem, entre outras, as seguintes funções:

- Limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície;
- exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluido indesejáveis (*kicks*) e estabilizar as paredes do poço;
- resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função da sua composição. Embora ocorram divergências, o principal critério se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. A natureza das fases dispersante e dispersa, bem como os seus componentes básicos e a suas quantidades, definem não apenas o tipo de fluido, mas também as suas características e propriedades.

A Figura 2. 8(a) apresenta a composição de um fluido de perfuração base água (*WBM*) típico. Este tipo de fluido consiste de uma mistura de componentes químicos, tendo a água como fase contínua. Os sólidos que reagem com a fase aquosa são denominados de “sólidos ativos”. Grande parte destes sólidos ativos são argilas hidratáveis (bentonitas). Os “sólidos inativos” apresentam baixa reatividade e variam em densidade específica, complicando a análise e controle dos sólidos no fluido de perfuração. Qualquer óleo adicionado encontra-se emulsionado na fase aquosa. Na Figura 2. 8(b) mostra-se a composição de um fluido de perfuração base óleo (*OBM*). Contrariamente, neste tipo de fluido, gotas de água aparecem emulsionadas no óleo, o qual atua como fase contínua. Aqui os sólidos são considerados inativos por não reagirem com o óleo.

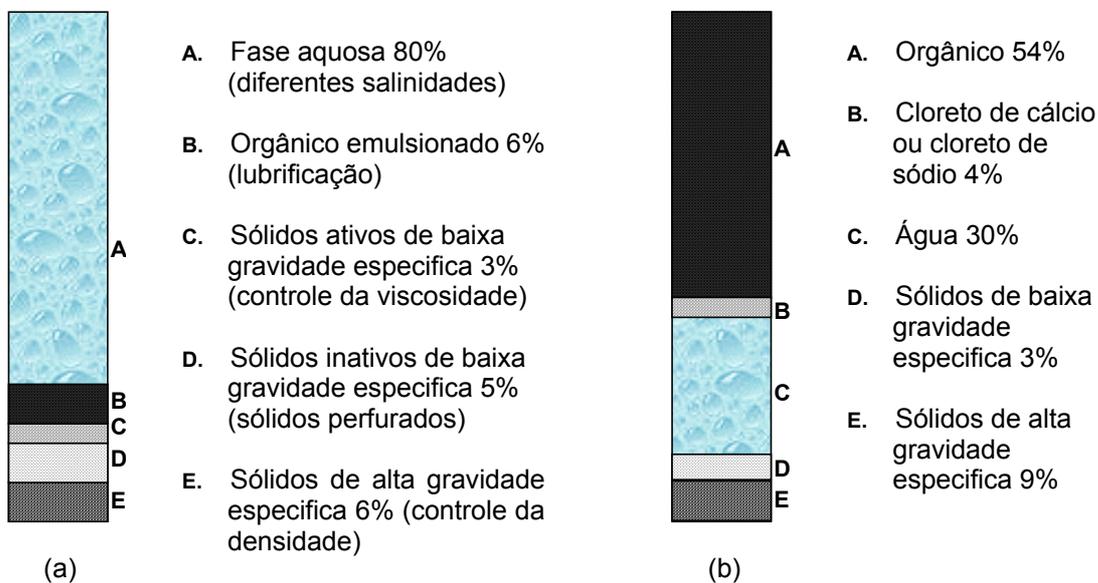


Figura 2. 8 – Composição típica de um fluido de perfuração PE 11-lbm/gal (a) base água, (b) base óleo (Bourgoyne *et al*, 1991)

Tem sido amplamente observado que o fluido de perfuração base óleo possui um melhor desempenho que o fluido de perfuração base água convencional durante a perfuração de folhelhos. Em um estudo desenvolvido por van Oort (1994), foi verificado que um dos principais motivos que sustentam a incapacidade do *WBM* de promover a estabilidade em folhelhos é a sua inabilidade para reduzir a invasão de fluido. Devido à saturação e baixa permeabilidade do folhelho, a penetração de um pequeno volume de filtrado do fluido de perfuração na rocha resulta em um incremento considerável da pressão de poros na parede do poço. Quando os fluidos não são miscíveis, a diferença de pressão, equivalente à pressão capilar, existe permanentemente na interface filtrado-fluido dos poros. No caso do fluido de perfuração base água, a mistura entre o filtrado e o fluido dos poros provoca uma redução da pressão capilar inicial e a perda de suporte da pressão efetiva do fluido de perfuração com o tempo (Tan *et al.*, 1998), o qual é ilustrado na Figura 2. 9. Este fenômeno pode ser retardado pelo aumento da viscosidade do filtrado invadindo o folhelho.

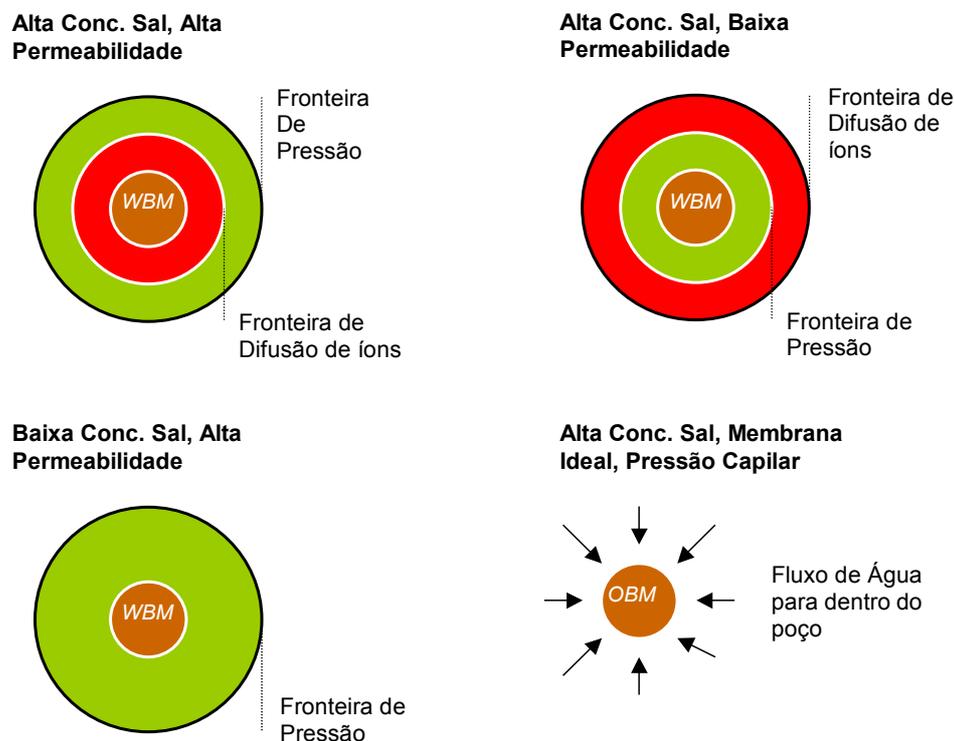


Figura 2. 9 – Cenários típicos para invasão de água e soluto de folhelhos (Hawkes *et al.*, 2000)

Apesar das considerações sobre as vantagens na estabilidade que traz o uso do fluido de perfuração base óleo, este tipo de fluido é de uso limitado devido às conseqüências negativas para o meio ambiente, fazendo com que a demanda de estudos para a otimização do fluido de perfuração base água aumente por força da legislação ambiental.