

## 2 Revisão Bibliográfica

### 2.1. Introdução

O presente Capítulo apresenta um resumo dos mecanismos de transporte de massa devido a gradientes hidráulicos e químicos que ocorrem durante a fase de perfuração (interação rocha-fluido de perfuração) e os mecanismos de instabilidade de poços. Apresenta-se também, a classificação dos fluidos de perfuração utilizados pela indústria de petróleo, salientando as qualidades necessárias ou desejadas para garantir uma perfuração rápida e segura.

Problemas de instabilidade de poços na indústria de petróleo, no que diz respeito à perfuração, são muito comuns quando folhelhos são atravessados, levando a um aumento de custos de perfuração e atrasos no cronograma. Estas instabilidades, muitas vezes, são resultado da interação do fluido de perfuração com esta rocha. Alguns destes problemas podem ser: aprisionamento da coluna de perfuração, encerramento de brocas, desmoronamento das paredes da formação (formando cavernas), redução do diâmetro do poço e dispersão de cascalhos.

Os folhelhos são rochas sedimentares argilosas de granulação fina, normalmente apresentando alta porosidade e baixa permeabilidade. Estas características tornam os folhelhos uma rocha altamente sensível à instabilidade com o transcurso do tempo (Tan *et al.*, 1998), tendo como principal problema a transferência da fase líquida do fluido de perfuração para a formação, aumentando a pressão de poros da rocha, diminuindo a tensão efetiva e, conseqüentemente, reduzindo a resistência da formação. O contato entre o fluido de perfuração e o folhelho também pode promover alterações físico-químicas na formação em função da entrada de íons no seu interior.

## 2.2. Mecanismos de Transporte

O entendimento dos mecanismos de transporte de massa, ou seja, a entrada ou saída de água e solutos nos folhelhos, é muito importante, pois estes fenômenos influenciam diretamente nas propriedades da formação, como a poropressão, deformabilidade, compressibilidade, tensões totais e efetivas, e a resistência da rocha na periferia do poço.

Mitchel (1993) define que o transporte de massa em meios porosos pode ser controlado por gradientes de pressão, elétricos, de concentração e de temperatura. O presente trabalho é estudado somente o fluxo de água e íons em função de gradientes hidráulicos e químicos.

A presença do fluido de perfuração pode levar ao transporte de íons e/ou água para dentro ou para fora da formação. A diferença de gradiente hidráulico entre o fluido de perfuração e o fluido dos poros do folhelho gera fluxo de fluido, sendo este governado pela lei de Darcy. No caso de fluidos de perfuração base óleo, o fluxo de água pode ser restringido pela barreira impermeável imposta pelo óleo na interface óleo-fluido dos poros do folhelho, esta barreira sela os poros da rocha impedindo a transmissão de pressão para formação.

A difusão de íons e água surge devido à diferença de concentração entre o fluido de perfuração e o fluido de poros da formação. A difusão de íons refere-se à migração de soluto, devido a um gradiente químico, das zonas de alta concentração para áreas de menor concentração e é governada pela lei de Fick.

O fluxo de água devido a um gradiente químico é denominado osmose química. Quando dois fluidos de concentrações diferentes estão separados por uma membrana semi-permeável perfeita, ou seja, permite somente a passagem de solvente (água) e não de soluto (íons), a água presente na solução menos concentrada flui para a região mais concentrada na tentativa de equilibrar o sistema, gerando assim um gradiente de pressão (Figura 2. 1). 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.

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

Onde;

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

$T$  = Temperatura absoluta (Kelvin);

$V_w$  = Volume parcial molar de água (0,018 L/mol);

$a_1$  = Atividade química da água na região de menor concentração;

$a_2$  = Atividade química da água na região de maior concentração.

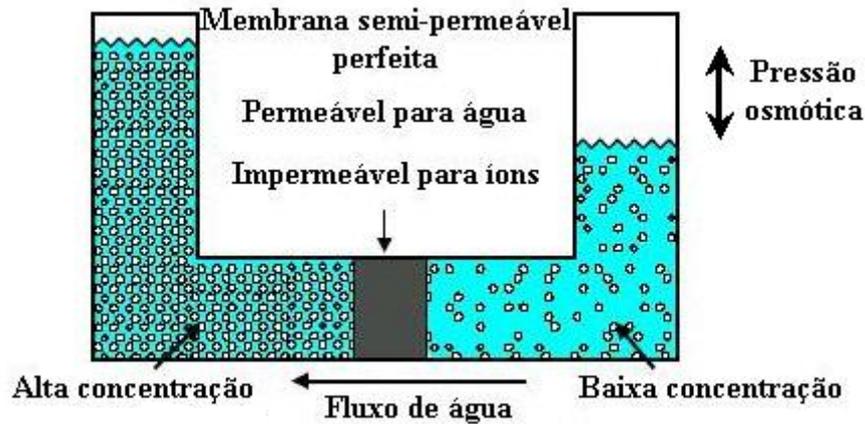


Figura 2. 1 - Fluxo osmótico de água através de uma membrana semi-permeável perfeita (Hawkes & McLellan, 2000)

A pressão osmótica gerada pela diferença de concentração entre o fluido de perfuração e o fluido de poros do folhelho pode ser obtida pela Equação 2.2 (Mody & Hale, 1993).

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

Onde;

$\Pi$  = Pressão osmótica

$A_{fp}$  = Atividade química do fluido de perfuração;

$A_f$  = Atividade química do fluido dos poros do folhelho.

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, ou seja, ela é um parâmetro indicador da direção do fluxo de água entre o folhelho e o fluido de perfuração e para a obtenção da pressão osmótica dos fluidos e rochas (Figura 2. 2). Ela está relacionada com a energia livre das moléculas de água em uma solução. Segundo Hale *et al.* (1992), ela possibilita comparar a energia livre parcial molar existente entre dois meios. A atividade química de uma solução é a razão entre a pressão de vapor da água medida nesta

solução e a pressão de vapor da água pura, e é numericamente igual à umidade relativa do ar numa câmara fechada contendo a solução desejada (Chenevert, 1970 e 1990). A Figura 2. 3 apresenta a medição da atividade química utilizando um termohigrômetro.

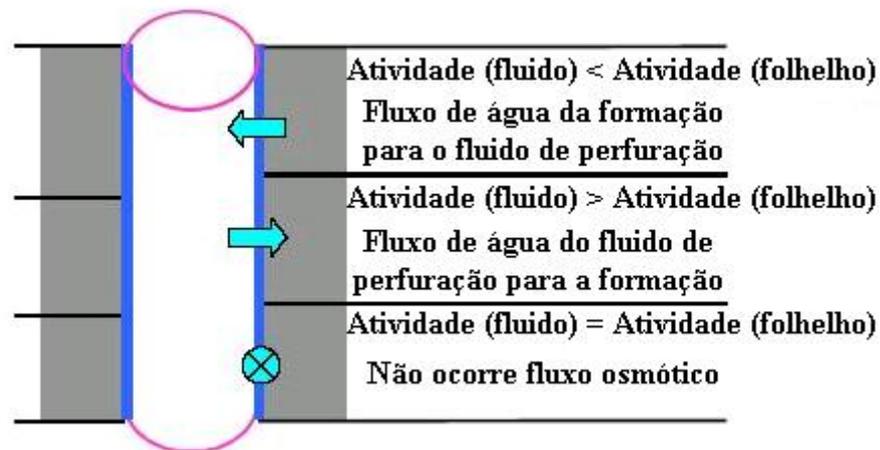


Figura 2. 2 – Mecanismos de transporte de água através de uma membrana semi-permeável perfeita sob condições de campo (Hawkes & McLellan, 2000)



Figura 2. 3 – Termohigrômetro utilizado para medir atividade química e temperatura (Muniz, 2003)

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, atribuíam-se aos folhelhos capacidade de se comportar como uma membrana semi-permeável perfeita. 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 contribuindo assim para a melhoria da estabilidade (Figura 2. 4).

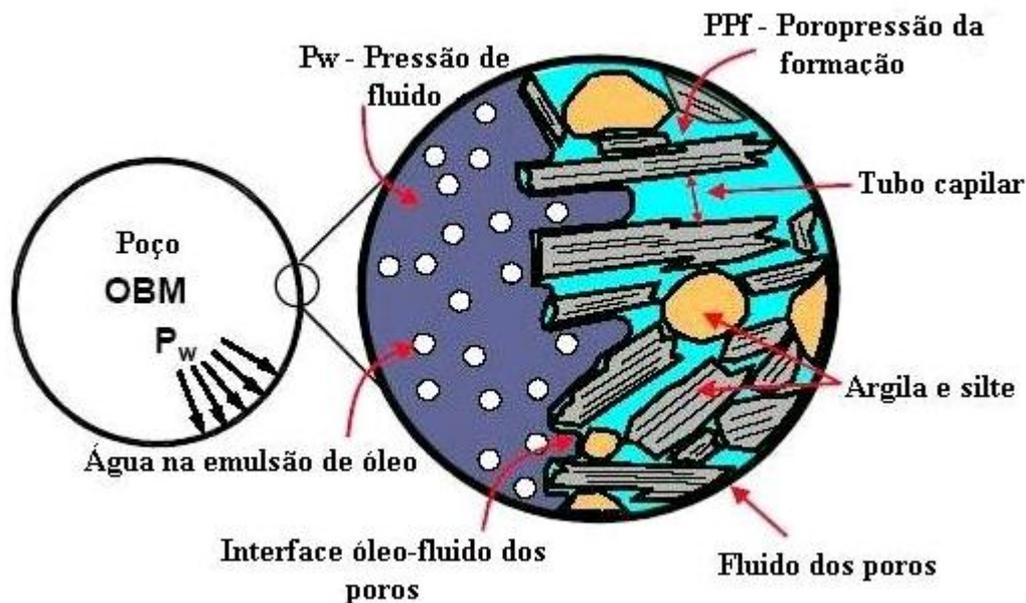


Figura 2. 4 – Mecanismo de impermeabilização promovido na interface óleo-fluido dos poros (modificado de Dusseault & Gray, 1992).

Segundo Van Oort (1994), Van Oort (1996), Simpson & Dearing (2000), Tan *et al.*, (2002), Ewy & Stankovich (2002), 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. Por conta disto, mudanças na pressão de expansão, no teor de umidade e na poropressão podem ocorrer devido ao fluxo de água e íons, sendo estas algumas das causas de instabilidade de poços.

Uma maneira de se aumentar a resistência da formação é a utilização de fluidos de perfuração com maior concentração de sais que o fluido presente nos poros dos folhelhos. Assim consegue-se gerar um fluxo osmótico que promove a retirada de água da formação por osmose, reduzindo a poropressão, aumentando a tensão efetiva e, conseqüentemente, aumentando a resistência.

O coeficiente de reflexão ( $\alpha$ ) ou eficiência de membrana está relacionado com as taxas relativas de migração de solvente e soluto no folhelo, ou seja, o termo expressa a capacidade que o folhelo tem de impedir ou não a passagem de íons através de seus poros.

Quando todo soluto é impedido de passar pela membrana,  $\alpha$  é igual a 1 e a membrana é considerada semi-permeável perfeita (não se aplica aos folhelhos). O coeficiente de reflexão  $\alpha$  é igual a zero, quando o soluto e o solvente podem fluir livremente através da membrana. Isto ocorre em meios porosos sem propriedade de membrana e neste caso não existe fluxo osmótico e, conseqüentemente, pressão osmótica. Os valores de  $\alpha$  podem variar de 0 a 1, no caso em que a membrana permite a passagem de alguns íons exibindo um certo nível de seletividade. Neste caso a membrana é considerada semi-permeável não ideal. O coeficiente de reflexão depende, basicamente, da capacidade do folhelo em restringir a passagem de solutos, seja pelo tamanho do mesmo em relação ao tamanho dos poros do folhelo ou por restrições elétricas, como a troca catiônica (Van Oort *et al.*, 1995).

A verdadeira pressão osmótica ( $\Delta P_{osm}$ ), gerada num sistema onde a membrana seja o folhelo, deve levar em conta o coeficiente de reflexão ( $\alpha$ ) do mesmo, e pode ser obtida pela Equação 2.3 (Van Oort *et al.*, 1996; Tan *et al.*, 2002; Ewy & Stankovich, 2002):

$$\Delta P_{osm} = \alpha \Pi \quad (2.3)$$

Onde;

$\Delta P_{osm}$  = Pressão osmótica gerada durante o ensaio;

$\Pi$  = Pressão osmótica teórica, Equação 2.2;

$\alpha$  = coeficiente de reflexão obtido experimentalmente.

Além dos mecanismos apresentados acima, Simpson & Dearing (2000) apresentam a chamada força de difusão osmótica que é determinada pela diferença de concentração de solutos entre o fluido de perfuração e o fluido de poros. A difusão osmótica resulta na transferência de solutos e água associada de concentrações mais altas para mais baixas de cada espécie, no sentido oposto ao fluxo de água devido à osmose química. Se a força de difusão osmótica exceder à 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.

### **2.3. Mecanismos de Instabilidade de Poços**

O controle das tensões efetivas ao redor do poço ao longo do tempo é um fator importante para mantê-lo estável sem riscos de colapso. Para alcançar este objetivo, parâmetros operacionais como: peso do fluido de perfuração, composição e a variação das tensões nas seções do poço devem ser analisados.

Problemas como ruptura à tração ou à compressão estão relacionados diretamente com o fluido de perfuração. Ruptura à tração, ou fraturamento, é provocada por um peso excessivo do fluido de perfuração comparado com a resistência à tração da rocha. A ruptura à tração apresenta fraturas com perda de circulação parcial ou total, levando a problemas para a manutenção da pressão hidrostática, necessária para evitar a invasão de fluidos de outras formações pressurizadas para o interior do poço.

Ruptura à compressão, 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 à 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 solicitadas. Existe também a ruptura por tração ou compressão que surge devido às interações físico-químicas da rocha com o fluido de perfuração (Santos, 1989). Este tipo de ruptura pode ocorrer devido a um forte aumento da pressão de poros e da pressão de expansão. Alguns destes problemas são mostrados a seguir na Figura 2. 5 e na Figura 2. 6.

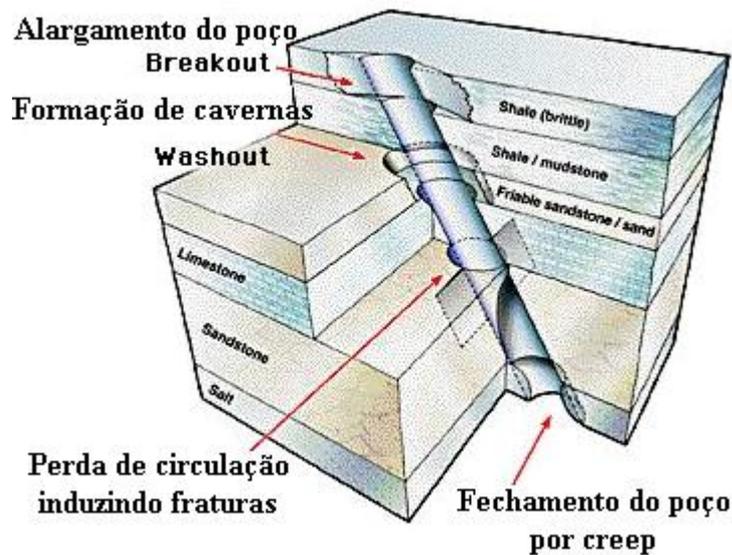


Figura 2. 5 – Típicas ocorrências de instabilidade de poços durante a perfuração ([www.dpr.csiro.au/research/dwe.html](http://www.dpr.csiro.au/research/dwe.html))

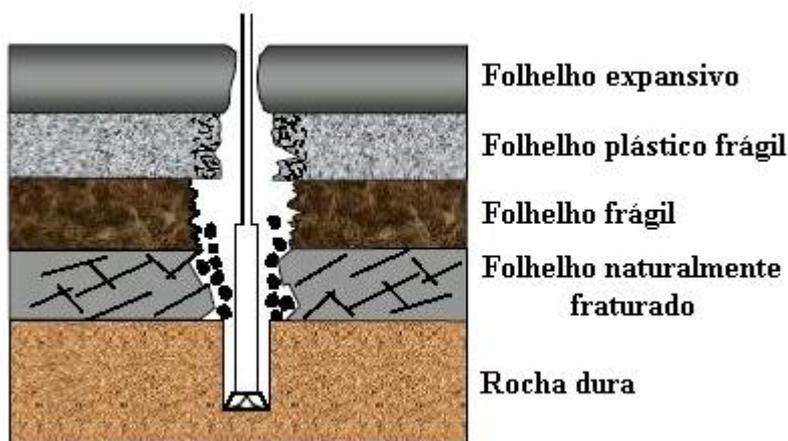


Figura 2. 6 – Problemas de instabilidade normalmente observados durante a perfuração de camadas de folhelhos (modificado de Hawkes & McLellan, 2000)

A invasão do fluido de perfuração por gradiente hidráulico ou difusão, podem alterar a composição do fluido de poros do folhelho resultando em expansão ou em uma variação da poropressão na região ao redor do poço (Figura 2. 7). Como consequência, o folhelho pode sofrer expansão, e com um aumento da poropressão a tensão efetiva pode ser fortemente reduzida e propiciar a ruptura por compressão ou ruptura por tração, devido à geração de tensões radiais.

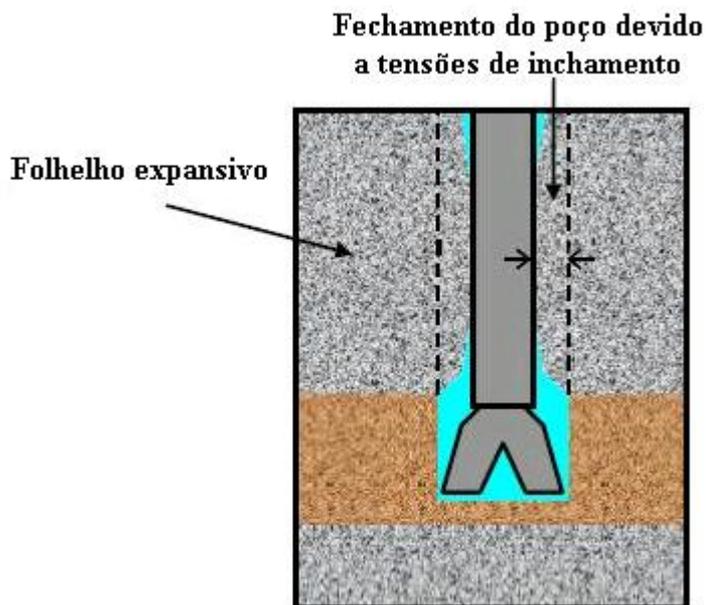


Figura 2. 7 – Efeito da tensão de inchamento no folhelho (resultando em expansão) durante a perfuração (Hawkes & McLellan, 2000)

## 2.4. Fluidos de Perfuração

Grande parte dos problemas de instabilidade em poços de petróleo podem ser atribuídos ao tipo de fluido de perfuração, então a escolha do fluido certo é de grande importância para a redução de custo e tempo. Segundo Thomas (2001), os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Assim é desejável que o fluido apresente as seguintes características:

1. Ser estável quimicamente;
2. Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
3. Facilitar a separação dos cascalhos na superfície;
4. Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
5. Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
6. Aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
7. Ser bombeável;
8. Apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;
9. Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço; e

10. Apresentar custo compatível com a operação.

Segundo (Chilingarian & Vorabutr, 1983; Darley & Gray, 1988) os fluidos de perfuração possuem, basicamente, as seguintes funções:

1. Limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície, permitindo sua separação (Figura 2.8);
2. Exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar influxo de fluidos indesejáveis (“kick”) e manter estável as paredes do poço;
3. Resfriar, limpar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca;
4. Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e o poço ou revestimento;
5. Formar o “filter cake” (reboco) em formações permeáveis;
6. Não provocar danos à formação produtora;
7. Não oferecer risco ao meio ambiente e para as pessoas.



Figura 2.8 – Fluido de perfuração carreando os cascalhos para a superfície

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição, podendo ser: fluido de perfuração base óleo (OBM) onde seu meio de dispersão é de derivados do petróleo (por exemplo, diesel) e o custo deste fluido pode alcançar US\$ 150,00/bbl; fluido de perfuração base água (WBM),

onde o meio de dispersão é a água, seja ela doce ou salgada, e o custo mais barato chega a US\$ 20,00/bbl (Santos, 1997).

Growcock *et al.* (1994) propõem para a indústria petrolífera novos tipos de fluidos de perfuração, conhecidos como fluidos sintéticos (SBM). Eles são compostos orgânicos sintéticos que possuem a eficiência dos fluidos base óleo, porém, são biodegradáveis. Os SBM são compostos principalmente por ésteres (classe de substâncias resultantes da condensação de um ácido orgânico com um álcool, caracterizadas pelo grupamento funcional  $\text{RCO}_2\text{R}'$ , onde R e R' são alquilas ou arilas) e por di-ésteres. Os fluidos sintéticos são mais caros e podem chegar a US\$ 300,00/bbl (Santos, 1997).

Segundo os autores, suas principais vantagens residem no baixo impacto ambiental, reologia (elevada viscosidade), elevada estabilidade térmica (baixa redução da viscosidade a elevadas temperaturas), capacidade de retirar água dos folhelhos e compatibilidade com outros compostos dos fluidos.

De uma forma geral, os principais fatores que determinam a escolha do fluido de perfuração são:

1. Tipos de formações a serem perfuradas;
2. Faixas de temperatura, resistência, permeabilidade e poropressão exibidas pela formação;
3. Qualidade da água;
4. Considerações ecológicas e ambientais.

Os fluidos base óleo foram por muito tempo largamente utilizados em função da sua elevada eficiência como inibidor. Entretanto, um dos grandes problemas dos fluidos base óleo é o seu descarte no meio ambiente, pois seus compostos, por serem ricos em diesel e óleos minerais, tendem a persistir por muitos anos nos meios marinhos. No passado, os cascalhos contaminados, resultantes da operação de perfuração, eram descartados diretamente no meio ambiente, onde, por sedimentação, formavam pilhas de materiais. Plantas e animais que se encontravam debaixo destas pilhas morriam pela falta de oxigênio. Este problema atingia também toda a fauna e flora que vivia na vizinhança, pois a baixa taxa de biodegradação aeróbica que o óleo sofria, gerava a depleção do oxigênio retirado da água ao longo de muitos anos.

Hoje em dia, estes resíduos são coletados por navios e tratados junto com outros rejeitos. Além disto, eles ainda podem ser reinjetados em outros poços ou limpos no campo por meio de solventes. Todas estas técnicas são caras e fazem com que o custo final seja maior que os fluidos base água ou sintéticos.

Pelos fatos relatados anteriormente, os fluidos base óleo foram substituídos por fluidos base água. Como consequência, vários problemas de instabilidade passaram a ser mais freqüentes e formulações anteriormente utilizadas com sucesso em fluidos base óleo não se mostraram eficientes. Na Tabela 2. 1 encontram-se os principais componentes básicos dos fluidos base água (Machado & Oliveira, 1986).

Tabela 2. 1 - Componentes dos fluidos com base água (Machado & Oliveira, 1986)

Componentes	Composição	Função
<i>Água doce ou salgada</i>	-----	Meio de dispersão
<i>Bentonita</i>	14,3 – 85,5 kg/m <sup>3</sup>	Viscosificante/gelificante
<i>Soda Cáustica</i>	0,7 – 2,8 kg/m <sup>3</sup>	Alcalinizante e/ou floculante
<i>Lignossulfatos</i>	0,0 – 22,8 kg/m <sup>3</sup>	Dispersante e inibidor físico
<i>Amido</i>	11,4 – 34,2 kg/m <sup>3</sup>	Redutor de filtrado
<i>Polímeros</i>	0,0 – 5,7 kg/m <sup>3</sup>	Viscosificante e/ou inibidor físico e químico
<i>Eletrólitos</i>	0,0 – 42,8 kg/m <sup>3</sup>	Inibidor químico e/ou floculante
<i>Baritina e hematita</i>	Em função da densidade programada	Adensante

Para fazer com que o fluido de perfuração base água seja funcional, alguns compostos são adicionados (vide Tabela 2. 1). A bentonita funciona como viscosificante, utiliza-se também, polímeros para gerar viscosidades elevadas. A soda cáustica funciona como alcalinizante e floculante de argilominerais presentes no fluido. O amido, em função do tamanho de suas partículas, evita a penetração do fluido na formação. Cloretos e hidróxidos à base de sódio, cálcio e potássio são utilizados como inibidores químicos e floculantes. A barita e a hematita, por possuírem elevada densidade dos grãos, são utilizadas como densificantes.

## 2.5. Classificação dos Fluidos à Base Água

Segundo Lumus & Azar (1996), os fluidos base água podem ser classificados em:

### **1. Fluido de Abertura**

São fluidos de alta viscosidade, compostos pela bentonita e atapulgita. São utilizados para permitir um fácil carreamento das partículas, com o intuito de limpar os poços de grandes diâmetros. São usados para permitir a entrada do tubo condutor. Estes fluidos são descartados após a retirada do tubo condutor devido à contaminação do material cimentante.

### **2. Bentonitas**

A bentonita antes da sua utilização deve ser previamente tratada quimicamente e hidratada para reduzir o seu potencial de contaminação. São usadas para aumentar as propriedades reológicas do fluido com o intuito de diminuir a perda dos fluidos. O desempenho da lama bentonítica depende da concentração de cloreto de sódio presente na solução, que não deve exceder a 10000 p.p.m. Segundo Caenn & Chillingar (1995), a bentonita oferece excelente capacidade de carrear e suspender os cascalhos (“cuttings”).

### **3. Fosfatos**

São produtos químicos inorgânicos usados como dispersantes de fluidos. O mais utilizado deles é o ácido pirofosfato de sódio. Sua grande desvantagem reside na sua incapacidade de reduzir a perda dos fluidos, além de não serem estáveis a temperaturas maiores que 66 °C, o que dificulta a sua utilização em poços profundos.

### **4. Fluidos Gel-Químicos**

Os fluidos gel-químicos são similares em aplicabilidade aos fosfatos, mas podem ser usados em grandes profundidades devido a sua elevada estabilidade quando submetidos a elevadas temperaturas. Estes fluidos são misturas de bentonitas, cascalhos e pequenas concentrações de agentes dispersantes, como os quebrachos, lignosulfonatos e lignitos. O pH destas soluções varia em torno de 8,5 a 10,5 por causa da soda cáustica que é necessária para ativar os agentes dispersantes. Os lignitos e lignosulfonatos podem ser usados para sistemas de lamas com densidades variadas a temperaturas de até 135°C. Os lignitos são mais estáveis que os lignosulfonatos a elevadas temperaturas e são mais eficientes como agente de controle de perda de fluido enquanto que os lignosulfonatos são melhores agentes dispersantes. Por estas razões, estes fluidos são mais indicados para perfurações a altas temperaturas e pressões.

## 5. Polímeros não-dispersantes / baixos sólidos

São compostos por água, bentonita e polímeros. A argila contida neste tipo de lama é pequena, pois o polímero, associado com a bentonita, reduz em 50% a quantidade de bentonita necessária para produzir alterações satisfatórias nas suas propriedades reológicas. Além disto, os polímeros flocculam e envolvem os sólidos dispersos, resultando em uma remoção eficiente destes sólidos.

O objetivo deste sistema é o de reduzir a quantidade de sólidos argilosos pela combinação de mecanismos químicos e mecânicos, resultando em uma taxa elevada de penetração do fluido na rocha. Em compensação, sistemas dispersantes são usados para tolerar altas concentrações de sólidos argilosos através da desintegração química em finas partículas que normalmente mantém a viscosidade a um nível aceitável, mas que resulta em uma pequena taxa de penetração. Polímeros não dispersantes são muito estáveis a altas temperaturas (204°C), podem possuir densidade de até 2150 kg/m<sup>3</sup> (18 lb/gal). Entretanto, eles não toleram contaminação que exceda a 10000 p.p.m. (1%) ou contaminação por cálcio que exceda a 100 p.p.m. (0,01%).

## 6. Fluidos salinos

Utiliza-se como base para estas soluções tanto a atapulgita quanto a bentonita pré-hidratada. Goma e celulose carboxmetil sódica são utilizadas para o controle da perda do filtrado. As soluções salinas são utilizadas para a estabilização de perfurações sobre rochas salinas, como as rochas carbonáticas, anidriticas (ricas em sulfato de cálcio) e em formações problemáticas de folhelhos. A salinidade deve variar de 10000 p.p.m. até a saturação. Os sais presentes podem vir da água do mar, do sal adicionado na superfície e das formações perfuradas. Vários tipos de sais são usados para estes fins, como o cloreto de sódio, cloreto de magnésio, cloreto de cálcio e cloreto de potássio. Alguns fluidos salinos são preparados com polímeros que aumentam a viscosidade da água. Outros sistemas são similares a lamas convencionais mas incluem aditivos para a estabilização de folhelhos. Neste trabalho utiliza-se como fluido de perfuração uma solução composta de um amido (HPA), um polímero (Goma Xantana) e um bactericida, além de uma solução salina 40% em peso (w/w) de formiato de sódio (NaCOOH). O fluido em questão será descrito mais detalhadamente no Capítulo 4. A Tabela 2. 2 abaixo mostra um resumo das vantagens e desvantagens dos tipos fluidos apresentados acima.

Tabela 2. 2 – Fluidos base água – vantagens e desvantagens

	<i>Fluidos base água</i>	
	<i>Vantagens</i>	<i>Desvantagens</i>
<i>Fluido de Abertura</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alta viscosidade</li> <li>• Permite um fácil carreamento das partículas</li> <li>• Usado para permitir a entrada do tubo condutor.</li> </ul>	
<i>Bentonitas</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usadas para aumentar as propriedades reológicas do fluido com o intuito de diminuir a perda dos fluidos.</li> <li>• Excelente capacidade de carrear e suspender os cascalhos (“cuttings”).</li> </ul>	
<i>Fosfatos</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usados como dispersantes de fluidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incapacidade de reduzir a perda dos fluidos</li> <li>• Instáveis a temperaturas maiores que 66 °C, o que dificulta a sua utilização em poços profundos.</li> </ul>
<i>Fluidos Gel-Químicos</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usados em grandes profundidades devido a sua elevada estabilidade quando submetidos a elevadas temperaturas.</li> <li>• Devido a presença de lignosulfonatos e lignitos, estes fluidos são mais indicados para perfurações a altas temperaturas e pressões.</li> </ul>	
<i>Polímeros não-dispersantes /baixo teor de sólidos</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduz a quantidade de sólidos argilosos pela combinação de mecanismos químicos e mecânicos, resultando em uma taxa elevada de penetração do fluido na rocha.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistemas dispersantes resultam em uma pequena taxa de penetração.</li> <li>• Os polímeros podem não tolerar contaminação que exceda a 10000 p.p.m. (1%) ou contaminação por cálcio que exceda a 100 p.p.m. (0,01%).</li> </ul>
<i>Fluidos salinos</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controle da perda do filtrado.</li> <li>• As soluções salinas são utilizadas para a estabilização de perfurações sobre rochas salinas e em formações problemáticas de folhelhos.</li> <li>• Os sais presentes podem vir da água do mar, do sal adicionado na superfície e das formações perfuradas.</li> </ul>	