

# *Monografia de Graduação*

## **Efeito de Viscosificantes na Filtração de Fluidos de Perfuração à Base Água**

**Bruno Eduardo Alcântara de Medeiros**

**Natal, fevereiro de 2010**

# SUMÁRIO

1 – INFORMAÇÕES CADASTRAIS .....	1
2 – INDICADORES DE FLUXO ACADÊMICO .....	1
3 – INDICADORES DE FLUXO PROFISSIONAL .....	1
4 – INDICADORES DE FLUXO ACADÊMICO – PROFISSIONAL .....	2
5 – PROBLEMAS E BARREIRAS ENCONTRADAS .....	2
6 – INDICADORES DE RESULTADOS ( <i>INDIQUE A QUANTIDADE DE PUBLICAÇÕES</i> ) .....	2
<b>1 – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>7</b>
<b>2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>7</b>
2.1 – FUNÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO .....	7
2.1.1 – <i>MEIO DE SUSPENSÃO</i> .....	7
2.1.2 – <i>CONTROLE DA PRESSÃO INTERNA DO POÇO</i> .....	8
2.1.3 – <i>ESTABILIZAÇÃO DA FORMAÇÃO ROCHOSA EXPOSTA</i> .....	8
2.1.4 – <i>MEIO DE FLUTUAÇÃO</i> .....	8
2.1.5 – <i>LUBRIFICAÇÃO E RESFRIAMENTO</i> .....	8
2.2 – ESCOLHA DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	9
2.3 – MECANISMOS DE INSTABILIDADE DO POÇO .....	9
2.4 – FLUIDOS DE PERFURAÇÃO A BASE ÁGUA .....	9
2.5 – FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO .....	11
2.5.1 – <i>TEORIA DA FILTRAÇÃO ESTÁTICA AXIAL</i> .....	12
2.5.1.1 – <i>O MECANISMO DE OBSTRUÇÃO</i> .....	13
2.5.1.2 – <i>RELAÇÃO ENTRE O FILTRADO E O TEMPO</i> .....	14
2.5.1.3 – <i>RELAÇÃO ENTRE O FILTRADO E A PRESSÃO</i> .....	15
2.5.1.4 – <i>RELAÇÃO ENTRE O FILTRADO E A TEMPERATURA</i> .....	15
2.5.2 – <i>CONTROLE DA FILTRAÇÃO POR ADITIVOS</i> .....	15
<b>3 - METODOLOGIA.....</b>	<b>16</b>
<b>4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>18</b>
<b>5 – CONCLUSÕES .....</b>	<b>20</b>
<b>6 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>20</b>

## **1 – INTRODUÇÃO**

Acompanhando o papel de destaque que o petróleo exerce na sociedade moderna, as pesquisas no setor vêm se desenvolvendo intensamente na incessante busca por novas tecnologias capazes de aperfeiçoar todas as etapas envolvidas na indústria petrolífera, com destaque à exploração e à produção.

Inserido no contexto da produção de petróleo, o processo de perfuração do poço se apresenta como um dos mais complexos e primordiais para o sucesso de toda a cadeia de operações que constitui a indústria de petróleo e gás natural, isso porque a perfuração consiste na abertura do canal de comunicação entre a superfície do solo e o subsolo matricial da rocha reservatório, onde se encontra o petróleo.

A perfuração de poços é realizada desde tempos remotos com a finalidade de encontrar água. A busca intensiva por petróleo começou no Século XIX com a industrialização e, conseqüente, aumento da demanda mundial por derivados de petróleo.

A literatura registra que o uso de aditivos, como tentativa de controlar as propriedades de um fluido de perfuração, ocorreu pela primeira vez no ano de 1921.

Os fluidos de perfuração foram ganhando importância à medida que os poços se tornavam mais profundos. Considera-se que, tanto do ponto de vista técnico como do econômico, o sucesso da perfuração de um poço depende fortemente da composição do fluido e dos cuidados para a manutenção de suas propriedades durante a perfuração. A composição desses fluidos inclui alguns minerais industriais cujo tipo e quantidade usada depende das características do poço.

Uma das funções básicas do fluido de perfuração é exercer pressão hidrostática sobre as formações permeáveis, de modo a evitar a invasão descontrolada de fluidos da formação para o interior do poço ainda durante a operação de perfuração, o que poderia acarretar sérios danos estruturais à coluna de perfuração, bem como impossibilitar a implementação de sistemas de controle.

A técnica de perfuração convencional consiste em manter as pressões no poço sempre superiores às pressões na rocha reservatório de modo a evitar influxos de fluidos nativos para dentro do poço. Tais influxos acarretariam sérios problemas de segurança. Por outro lado, como o diferencial de pressão do poço para formação é sempre positivo, o fluido terá tendência a invadir a rocha reservatório.

A invasão pelo filtrado pode provocar um dano irreversível ao reservatório reduzindo sua permeabilidade original e conseqüentemente afetando o perfil de produção do poço. Para garantir a funcionalidade eficaz do fluido de perfuração em paralelo à total segurança operacional e produtiva do poço e da rocha reservatório respectivamente, os parâmetros de controle de filtração devem ser estudados e entendidos a fundo. O presente trabalho visa exatamente promover um maior grau de entendimento na influência dos principais componentes dos fluidos de perfuração, os aditivos viscosificantes, na filtração desses fluidos.

## **2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Foi realizada uma revisão bibliográfica referente ao processo de perfuração de poços petrolíferos, sob um âmbito mais geral, aos fluidos de perfuração e mais especificamente aos parâmetros de invasão de filtrado para o interior da rocha reservatório e a formação de reboco como resultado da deposição dos sólidos suspensos na composição do fluido nas paredes do poço.

### **2.1 – FUNÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

#### **2.1.1 – MEIO DE SUSPENSÃO**

O escoamento do fluido de perfuração para baixo, pela tubulação de perfuração, e para cima, pelo poço, algumas vezes é interrompido, ou por causa de um problema ou para elevar a tubulação de perfuração para cima e para fora do poço, permitindo a troca da broca. Quando a perfuração pára, os cortes em suspensão no fluido podem afundar no poço, engripando a broca. Os fluidos de perfuração são

projetados com uma propriedade muito interessante que resolve esse problema. Sua espessura, ou viscosidade, aumenta quando diminui o seu movimento. Quando o fluido pára de circular, ele forma um gel espesso que mantém os cortes de rocha em suspensão e evita que eles afundem no poço. Quando o fluido começa a circular novamente, ele se torna mais fino e volta à forma líquida anterior.

### **2.1.2 – CONTROLE DA PRESSÃO INTERNA DO POÇO**

O fluido de perfuração também é desenvolvido para evitar acidentes de escape descontrolado dos fluidos do interior da rocha reservatório, contrabalanceando a pressão natural dos fluidos na formação rochosa. Deve-se obter um equilíbrio apropriado, no qual a pressão do fluido de perfuração contra as paredes do poço seja suficiente para contrabalancear a pressão exercida pelas formações rochosas e pelo petróleo ou gás, porém, sem ser muito alta para não danificar o poço. Se o peso do fluido de perfuração for muito grande, ele poderia causar fraturas na rocha e se perder no subsolo.

A pressão de um líquido depende de sua densidade. Agentes de ponderação podem ser acrescentados ao fluido de perfuração para aumentar a sua densidade e, dessa forma, a pressão exercida sobre as paredes do poço. A densidade do líquido também pode ser ajustada visando atender as condições no poço.

### **2.1.3 – ESTABILIZAÇÃO DA FORMAÇÃO ROCHOSA EXPOSTA**

O processo de perfuração pode ser dividido em duas partes distintas, sendo que na primeira, a perfuração avança através da rocha que não contém petróleo. O objetivo é se mover o mais rápido possível até a rocha contendo petróleo - o reservatório – tendo como prioridade manter a formação rochosa exposta estável, evitando a perda do fluido de perfuração. Por meio da manutenção da pressão do fluido de perfuração acima da pressão do fluido contido nos poros da formação rochosa, existe uma tendência natural de que o fluido de perfuração penetre na rocha permeável da formação. Com a utilização de aditivos especiais nos fluidos de perfuração, isso pode ser evitado.

O fluido de perfuração pode interagir com a rocha ao seu redor de outras formas. Por exemplo, se a rocha estiver impregnada com sal, a água dissolverá o sal e tenderá a desestabilizar as paredes do poço. Um fluido à base de petróleo seria melhor nessa situação. As formações rochosas com alto conteúdo de argila também tendem a serem lavadas e removidas pela água. Essas formações exigem um fluido inibidor para manter um poço estável e evitar o alargamento ou remoção pela ação da água. À medida que a perfuração avança, o poço é revestido com um invólucro de aço, cimentado no lugar para proporcionar estabilidade e uma rota do petróleo para a superfície quando o reservatório for alcançado. Após chegar ao reservatório, a composição do fluido de perfuração pode exigir uma mudança, a fim de evitar a obstrução dos poros da rocha. Com os poros abertos, o petróleo escoará mais livremente para dentro do poço até a superfície acima.

### **2.1.4 – MEIO DE FLUTUAÇÃO**

Um poço pode ter milhares de metros de profundidade. Uma tubulação de perfuração em aço de tal comprimento pesa toneladas. A imersão da tubulação no fluido produz o efeito de flutuação (empuxo), reduzindo seu peso e colocando menos tensão no mecanismo de perfuração.

### **2.1.5 – LUBRIFICAÇÃO E RESFRIAMENTO**

Quando o metal se move em contato com a rocha, ocorre atrito e aquecimento. Os fluidos de perfuração fornecem a lubrificação e o resfriamento para manter o processo de movimentação suave e estender a vida útil da broca. A lubrificação pode ser especialmente importante em poços estendidos ou horizontais, nos quais o atrito entre a tubulação de perfuração, a broca e as superfícies rochosas deve ser reduzido ao valor mínimo.

## 2.2 – ESCOLHA DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

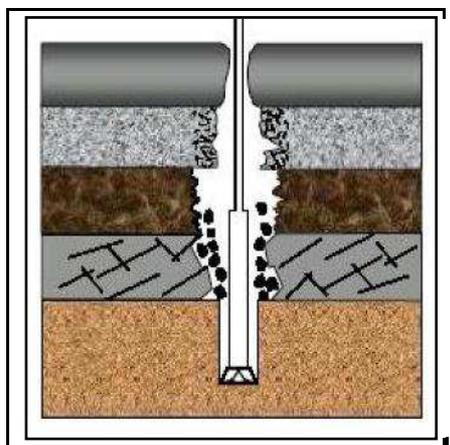
A seleção e a utilização de um fluido de perfuração adequado têm um importante papel técnico e econômico na perfuração de um poço. Vários aditivos, como lubrificantes, viscosificantes, controladores de perda de fluido, inibidores, reguladores de pH, e outros, são utilizados na composição do fluido. Cada aditivo tem uma função específica, sendo o custo do fluido de perfuração diretamente proporcional à quantidade e tipos de aditivos utilizados. Ainda que responsável por uma significativa porcentagem dos custos da perfuração de poços, um fluido de perfuração adequado, mesmo que seja caro, pode significar uma considerável economia ao processo de produção de petróleo, uma vez que se pode evitar alguns dos problemas de instabilidade observados no interior de um poço quando da sua perfuração.

## 2.3 – MECANISMOS DE INSTABILIDADE DO POÇO

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. Quando se observa um peso excessivo do fluido de perfuração comparado com a resistência à tração da rocha, tem-se caracterizada a ruptura à tração, ou fraturamento. A ruptura à tração apresenta fraturas com perda de circulação parcial ou total, acarretando problemas para a manutenção da pressão hidrostática, necessária para evitar a invasão de fluidos de outras formações pressurizadas para o interior do poço.

Também chamada de colapso, a ruptura à compressão é provocada por um peso insuficiente do fluido de perfuração comparado com a resistência da rocha e as tensões ao redor do poço. Tal ruptura 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.



*Figura 2.3.1: Esquematização de rupturas das paredes do poço.*

Há ainda um outro tipo de instabilidade encontrada durante a perfuração de um poço, denominada por ruptura de 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.

## 2.4 – FLUIDOS DE PERFURAÇÃO A BASE ÁGUA

A definição de um fluido a base água considera principalmente a natureza da água a ser utilizada como meio dispersante e os aditivos químicos empregados na formulação do fluido. As propriedades físico-químicas do fluido são sensivelmente alteradas pelas interações entre esses constituintes e entre eles e o meio dispersante, de forma que a proporção de cada um dos componentes do fluido torna-se o fator principal no controle das propriedades do fluido de perfuração.

Os fluidos de perfuração a base água podem ser formulados a partir de água doce, dura ou salgada. A primeira apresenta, por definição, um índice de salinidade inferior a 1000 ppm do sal disperso, na grande maioria dos casos havendo uma predominância do NaCl. Do ponto de vista industrial, esse grau de salinidade não afeta o desempenho dos aditivos utilizados na formulação do fluido de perfuração, de forma que a água doce pode ser empregada como meio dispersante sem a necessidade de qualquer tipo de tratamento prévio. Já no caso da água dura, a qual contém elevados índices de sais de cálcio e magnésio dissolvidos, as propriedades dos aditivos são intensamente alteradas. Segundo Machado (1986), uma dureza superior a 200 ppm já indicam a necessidade de uma adequação do meio de dispersão, buscando evitar problemas de manipulação do fluido de perfuração. A água salgada é definida como aquela que contém teor de NaCl ou equivalente superior à 1000 ppm, podendo ser natural com a água do mar ou obtida por adição de NaCl, KCl ou CaCl<sub>2</sub>, dentro da especificação.

Tendo-se o meio aquoso, os demais componentes de um fluido de perfuração a base água são vários, destacando-se os viscosificantes, gelificantes, alcalinizantes, floculantes, inibidores físicos ou químicos, dispersantes, redutores de filtrado e adensantes. Dependendo do tipo de fluido, alguns deles não são utilizados, enquanto que outros possuem mais de uma espécie na formulação. A tabela 2.4.1 a seguir, proposta por Machado (1986) apresenta alguns desses componentes.

Objetivando uma maior simplificação no estudo dos fluidos de perfuração a base água, podemos dividir os diversos componentes citados em três grupos maiores, sendo eles a água, os sólidos e os aditivos químicos.

Como já comentado, a principal função da água é promover a dispersão dos materiais coloidais que constituem o fluido de perfuração, especialmente as argilas e os polímeros. Estes, sendo os responsáveis pelo controle da viscosidade, limite de escoamento, forças géis e volume de filtrado, devem ser mantidos estáveis e homogêneos no meio dispersante, para que o conjunto de todas essas funções possa ser capaz de conferir ao fluido de perfuração a capacidade de estabilização das paredes do poço e da remoção dos detritos oriundos da perfuração.

<b>Componentes</b>	<b>Concentração (lb/bbl)</b>	<b>Função</b>
Água doce ou salgada	---	Meio dispersante
Bentonita	5,0 – 30,0	Viscosificante e gelificante
Soda Cáustica	0,25 – 1,0	Alcalinizante e/ou floculante
Amido (ou CMC)	4,0 – 12,0 (1,0 – 4,0)	Redutor de filtrado
Polímero	0,0 – 2,0	Viscosificante e/ou inibidor físico
Eletrólitos (Ca(OH) <sub>2</sub> , NaCl, KCl e etc)	0,0 – 15,0	Inibidor químico

*Tabela 2.4.1: Componentes básicos na formulação de fluidos de perfuração a base água e suas respectivas concentrações médias e funções.*

Já foi citado que, à princípio, quando o índice de salinidade está dentro do limite proposto, qualquer água pode ser utilizada para a formulação de um fluido de perfuração. Entretanto, quando se analisa em termos de custo final da unidade de volume do fluido, a qualificação da água adquire suma importância. Fatores como disponibilidade, transporte, tratamentos, formações rochosas a serem perfuradas, aditivos químicos e sólidos de formulação, dentre outros, devem, portanto, ser estudados e analisados para que se possa utilizar adequadamente, em termos técnicos e financeiros, o melhor meio de dispersão.

Com relação aos sólidos dispersos, há uma subclassificação que os define como ativos ou inertes. Os sólidos ativos englobam os materiais argilosos que têm por objetivo aumentar a viscosidade do fluido de perfuração. Dentre seus componentes mais usuais se encontram a bentonita e em menor escala a atapulgita. Os sólidos inertes, por sua vez, exercem função principalmente de adensante podendo ser de origem industrializada ou de detritos finos da formação geológica perfurada. São exemplos de sólidos inertes a barinita, a calcita (ambos comercializados), a silte, o calcário fino e a própria areia (essas últimas oriundas da operação de perfuração).

Os aditivos químicos englobam alcalinizantes e controladores de pH como a soda e a potassa cáusticas; dispersantes como fosfatos e lignossulfatos; redutores de filtrado como o CMC (carboximetilcelulose) e o amido; agentes floculantes como a cal; e polímeros de maneira geral como a

goma xantana, os quais possuem atribuições diversas dentre as citadas. Pode-se ainda encontrar fluidos de perfuração com redutores de corrosão, removedores de cálcio e magnésio (promovendo redução de dureza da água), tensoativos e bactericidas, tendo estes últimos a função de aumentar o tempo de vida útil dos fluidos de perfuração.

## 2.5 – FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Já foi citado que uma das funções primordiais dos fluidos de perfuração é a de manter a pressão interna do poço superior à pressão no interior da rocha reservatório, mantendo a estabilidade do poço. Entretanto, é de se esperar que dessa forma ocorra um fluxo de fluidos do interior do poço invadindo a formação sedimentar, devido à porosidade e permeabilidade da mesma.

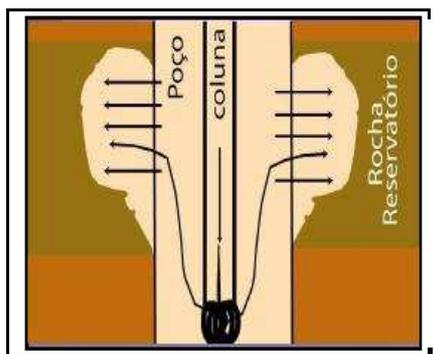


Figura 2.5.1: Esquemática da invasão de filtrado do poço para a rocha reservatório

Tem-se então uma situação crítica na operação de perfuração, uma vez que a invasão de fluidos de perfuração e de completação para a formação não representa um fator positivo em termos de produtividade. O que ocorre com a invasão é o possível comprometimento da rocha reservatório para a futura produção de petróleo e gás, decorrente de alterações em propriedades fundamentais como a plasticidade, a porosidade e principalmente a permeabilidade. Assim sendo, deve haver um controle no que diz respeito à essa invasão, que por um lado se mostra necessária, mas também indesejada. Esse controle é obtido, formulando-se fluidos com sólidos suspensos de granulometria média específica, capazes de aderirem à superfície da parede rochosa e obstruírem seus poros, atuando assim como uma camada filtrante. Esse fenômeno é o que caracteriza a filtração de um fluido de perfuração, sendo a camada de substrato sólido e poroso depositada chamada de reboco.

O reboco formado deve apresentar uma baixa permeabilidade, no intuito de reter o fluido que tem a tendência de passar para a formação pelo diferencial de pressão. Em termos dessa propriedade, definimos o poder de retenção como a relação entre o volume total da fase dispersante ( $Q_L$ ) e a fração desse volume que é filtrado ( $Q_f$ ) mediante uma operação a uma dada pressão e uma dada temperatura. Assim, um reboco eficaz deve apresentar altos valores de poder de retenção, o qual retrata um menor valor de volume de filtrado, objetivo do controle de filtração.

Altos poderes de retenção estão associados por sua vez a reduzida permeabilidade da camada de sólidos que atuam como meio filtrante. Por sua vez, uma baixa permeabilidade promove uma maior estabilização das paredes do poço e auxilia na manutenção da espessura do reboco. Nesse aspecto, surge mais um ponto crítico no controle da filtração, uma vez que se o processo de retenção ocorre indefinidamente, é de se esperar que cada vez mais a espessura da camada filtrante aumente pela deposição dos sólidos suspensos. Essa situação refletiria em uma efetiva redução do diâmetro interno do poço, o que por sua vez possibilitaria diversos problemas operacionais como a prisão da coluna de perfuração por diferencial de pressão estática e pistoneio durante a retirada da mesma.

Entretanto, no interior do poço, a filtração ocorre sob condições dinâmicas, devido ao contínuo fluxo do fluido de perfuração e completação, de forma que o crescimento do reboco é limitado pela ação erosiva do fluido em fluxo. Na filtração dinâmica, tem-se um crescimento inicial do reboco muito intenso, o que também está associado ao fluxo de fluido, devido à maior intensidade de deposição de sólidos sobre os poros ainda não obstruídos. Entretanto essa taxa de crescimento tende a reduzir com o tempo até se obter uma situação estática a partir da qual a taxa de deposição se equivale à taxa de erosão, mantendo a

espessura do reboco constante. A essa situação, dá-se o nome de equilíbrio dinâmico e tem-se também a taxa de filtração constante.

### 2.5.1 – TEORIA DA FILTRAÇÃO ESTÁTICA AXIAL

Embora se observe no poço um processo de filtração dinâmica, a fundamentação teórica no estudo do processo de filtração é baseada no sistema estático axial, devido à sua simplicidade quanto à compreensão e aplicação das leis que regem o transporte de material e de momento para esse tipo de situação.

A filtração estática axial ocorre pela aplicação de um diferencial de pressão unidirecional e axial sobre um volume de suspensão estável de sólidos o qual se encontra em uma célula de filtração comum que apresenta um meio filtrante, como mostrado na figura 2.5.1.1 a seguir. A diferença fundamental frente à filtração dinâmica reside no fato do fluido estar em repouso quando da sua filtração, que ocorre perpendicularmente à seção transversal onde se encontra o meio filtrante.

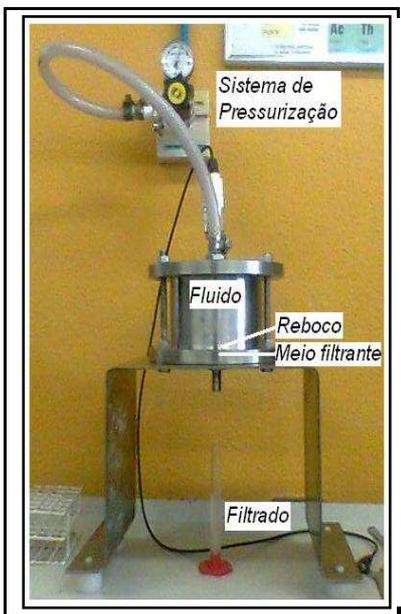


Figura 2.5.1.1: Sistema de filtração estática axial utilizado em laboratório.

Para o sistema proposto, a equação de Darcy pode ser aplicada, assumindo a forma:

$$q = \frac{K \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \cdot \varepsilon}$$

Eq. 2.5.1.1

Sendo  $q$  a vazão instantânea,  $K$  a permeabilidade do reboco,  $A$  a área da secção reta,  $\Delta P$  a pressão aplicada,  $\mu$  a viscosidade do fluido e por fim  $\varepsilon$  a espessura do reboco formado.

Considerando que o reboco se comporte de maneira incompressível, ou pelo menos com uma compressibilidade desprezível em relação à área  $A$ , podemos considerar a porosidade constante para um dado intervalo de filtração ( $\Delta t$ ). Assim, tem-se que o volume de reboco depositado sobre o meio filtrante é diretamente proporcional ao volume de filtrado obtido. Considerando-se também que esse mesmo volume de reboco é por definição o produto entre a área da seção reta e sua espessura; podemos realizar o seguinte manejo matemático:

$$\begin{aligned}
 Q_r &\propto Q_f \Rightarrow Q_r = c \cdot Q_f \\
 Q_r &= \varepsilon \cdot A \\
 \} \varepsilon &= c \frac{Q_f}{A}
 \end{aligned}$$

Eq. 2.5.1.2

Onde  $c$  representa simplesmente uma constante de proporcionalidade para que se possa utilizar a relação entre volumes de reboco e filtrado como uma igualdade.

Utilizando o conceito diferencial de vazão ( $dQ_f/dt$ ) e aplicando a equação Eq. 2.5.1.2 na equação de Darcy (Eq. 2.5.1.1), obtemos:

$$q = \frac{dQ_f}{dt} = \frac{K \cdot A \cdot \Delta P}{\mu \left( c \frac{Q_f}{A} \right)}$$

Eq. 2.5.1.3

A qual integrada de um volume de filtrado inicial nulo num dado tempo zero até um dado  $Q_f$  num dado  $t$ , fornece:

$$\int_0^{Q_f} Q_f dQ_f = \frac{K \cdot A^2 \Delta P}{\mu \cdot c} \int_0^t dt \Rightarrow Q_f^2 = \left( \frac{2K \cdot A^2 \Delta P}{\mu \cdot c} \right) t$$

Eq. 2.5.1.4

Essa equação Eq. 2.5.1.4 é tida como a equação fundamental da filtração estática axial, considerando um reboco incompressível. Através dela, torna-se possível um estudo mais minucioso da relação entre a filtração e parâmetros como o tempo de operação, a pressão e a temperatura.

### 2.5.1.1 – O MECANISMO DE OBSTRUÇÃO

O processo de filtração de um fluido contendo sólidos suspensos apresenta duas etapas distintas. No início da filtração, os poros do meio filtrante estão totalmente desobstruídos, ou seja, totalmente permeáveis, de forma que ocorre uma perda inicial do fluido através desse meio. A essa etapa inicial, dá-se o nome de *spurt loss*, sendo nela que ocorre a invasão dos sólidos de granulometria ligeiramente inferior aos poros do meio filtrante e a consequente retenção daqueles pela malha sinuosa que o meio apresenta. A esse mecanismo de obstrução interna, dá-se o nome de *surge loss* (figura 2.5.1.1.a).

A partir do momento que os poros internos estão obstruídos, inicia-se a deposição de sólidos na superfície do meio filtrante e consequentemente a formação do reboco externo. A esse processo dá-se o nome de *transition loss* (figura 2.5.1.1.b), uma vez que ela representa o limiar entre a filtração inicial (*spurt loss*) e a filtração propriamente dita, segunda etapa da filtração estática e a qual já apresenta seu reboco devidamente estável e incompressível.

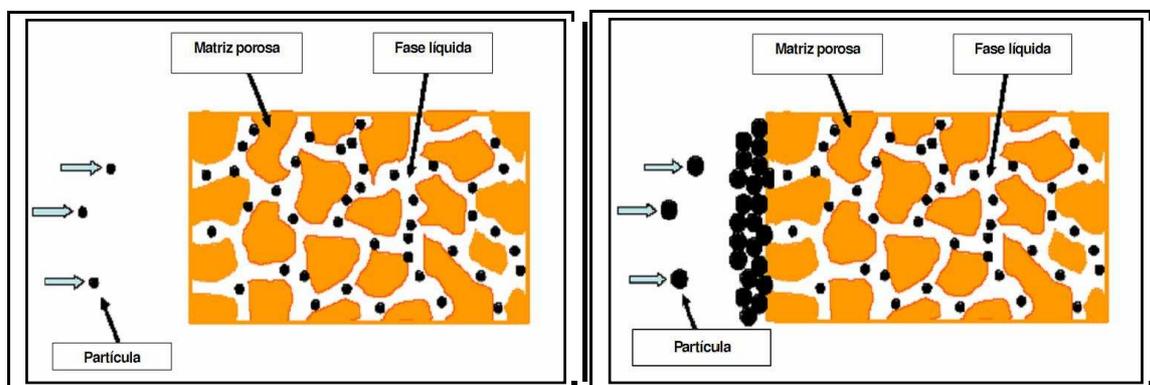


Figura 2.5.1.1.1: Filtração inicial (*spurt loss*). (a): *Surge loss* – (b) *Transition loss*

Percebe-se então que existe um dimensionamento apropriado das partículas de sólidos dispersos para que ocorra o fenômeno de obstrução interna, também conhecida como formação de reboco interno, e consequentemente a formação do reboco externo, viabilizando o processo de filtração efetiva, ou seja, uma maior retenção de filtrado. Partículas muito maiores que o diâmetro médio dos poros do meio filtrante formarão apenas o reboco externo de forma a não impossibilitar a invasão de filtrado para o interior do meio e consequentemente apresentando um reduzido poder de retenção.

Colberly *et al.* propuseram uma relação de 1/3 entre o tamanho da partícula e o diâmetro do poro de uma formação sedimentar para que haja uma efetiva etapa de *surge loss* durante uma perfuração de um poço de petróleo.

Após a completção de todo o processo de *spurt loss* e da filtração propriamente dita, tem-se três zonas distintas, o reboco, a zona de obstrução e a zona de invasão de filtrado a qual vai ser tão reduzida tanto quanto for eficiente a formação de um reboco impermeável. A figura 2.5.1.1.2 esquematiza com maiores detalhes as três zonas do mecanismo de obstrução.

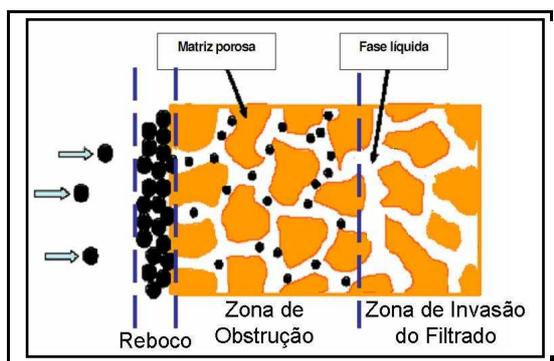


Figura 2.5.1.1.2: Esquema das zonas observadas durante a filtração de fluidos de perfuração

### 2.5.1.2 – RELAÇÃO ENTRE O FILTRADO E O TEMPO

A partir da equação 2.5.1.2.1, seria de se esperar que a relação entre o volume de filtrado e o tempo se comportasse como uma reta partindo da origem. Entretanto, no desenvolvimento matemático adotado foi proposto que reboco se comportaria de maneira estável incompressível. Entretanto, acabamos de verificar que isso não ocorre desde o tempo zero da filtração, devido à etapa de *spurt loss*. Machado (1986) propôs baseado em resultados experimentais, que a equação XXX4 deve ser adida de um termo para que se retrate corretamente a relação entre o volume de filtrado e o tempo. Esse termo reflete exatamente a fase inicial da filtração e é denominado simplesmente de filtrado inicial ( $Q_0$ ). Tem-se então que:

$$Q_f = \sqrt{\left(\frac{2K \cdot A^2 \cdot \Delta P}{\mu \cdot c}\right)} \cdot \sqrt{t} + Q_0 \Rightarrow Q = a \cdot \sqrt{t} + Q_0 \quad \text{Eq. 2.5.1.2.1}$$

Sendo 
$$a = \sqrt{\left(\frac{2K \cdot A^2 \cdot \Delta P}{\mu \cdot c}\right)}$$

Tem-se então que o volume acumulado de filtrado varia linearmente com o quadrado do intervalo de tempo dentro do qual o reboco se torna uniforme, mantendo-se o gradiente de pressão ao longo do meio filtrante constante. A construção de um gráfico  $Q_f$  vs.  $t^{1/2}$  pode então fornecer facilmente o valor do filtrado inicial, uma vez que segundo a equação 2.5.1.2.1, este é a interseção da reta com o eixo das ordenadas. Vale ainda salientar que quanto mais rápida for a etapa de *spurt loss*, maior será a confiabilidade do modelo proposto, uma vez que o mesmo se baseia no equacionamento de um reboco uniforme.

### 2.5.1.3 – RELAÇÃO ENTRE O FILTRADO E A PRESSÃO

A equação 2.5.1.4, fornece uma relação direta entre o volume acumulado de filtrado e o diferencial de pressão sob o qual a filtração é conduzida, o que se mostra evidente, pois quanto maior a pressão de operação, maior a tendência de passagem de filtrado. Mais especificamente,  $Q_f$  deveria ser proporcional à raiz quadrada de  $\Delta P$ , entretanto, tem-se novamente a situação já comentada de que a manipulação matemática foi realizada sob a condição de reboco incompressível, a qual não é totalmente satisfeita no início da filtração. Assim sendo, a relação  $Q_f \propto \Delta P^{0,5}$  refere-se a uma situação ideal e na realidade tem-se uma relação do tipo  $Q_f \propto \Delta P^x$ , onde o expoente  $x$  é sempre menor que 0,5 e pode variar de acordo com o tipo de fluido empregado na filtração, mais precisamente de acordo com a natureza, forma e tamanho das partículas suspensas a serem depositadas.

Quando os sólidos suspensos no fluido de perfuração são predominantemente argilosos, como no caso da bentonita, tem-se a presença de partículas plásticas de caráter laminar, o que favorece a deposição das mesmas paralelamente à superfície do meio poroso. Nesses casos, o coeficiente  $x$  se aproxima de zero, o que caracteriza uma filtração independente da pressão de operação.

### 2.5.1.4 – RELAÇÃO ENTRE O FILTRADO E A TEMPERATURA

Na equação 2.5.1.4, a relação entre o volume acumulado de filtrado e a temperatura se dá através da viscosidade do fluido, a qual para a maioria dos líquidos relaciona-se indiretamente com a temperatura. Dessa forma podemos propor a seguinte relação:

$$\left. \begin{array}{l} Q_f \propto 1 \mu^{0,5} \\ \mu \propto 1T \\ \} \\ \} \end{array} \right\} \mu^{0,5}$$

Equação 2.5.1.3.1

Tem-se novamente uma fácil compreensão do que é proposto pelo equacionamento, uma vez que o aumento da temperatura promove a redução da viscosidade e conseqüentemente haverá uma maior tendência de passagem do fluido através do reboco formado, bem como da zona de obstrução já no interior do meio filtrante.

### 2.5.2 – CONTROLE DA FILTRAÇÃO POR ADITIVOS

Retornando ao objetivo principal da pesquisa realizada, falemos dos aditivos utilizados para o controle de filtrado. Esses controladores são constituídos por sólidos de granulometria pré-estabelecida de acordo com a formação com a qual se almeja trabalhar, e que têm por finalidade proporcionar a formação de um reboco de baixa permeabilidade. Os aditivos sólidos são comumente separados em dois grupos, os aditivos insolúveis e os solúveis.

Os aditivos insolúveis ou pouco solúveis são aqueles que não se solubilizam, ou muito discretamente, em ácidos comuns, tais quais o HCl ou o HF. São utilizados mais amplamente na formulação de fluidos de perfuração, ao contrário dos aditivos solúveis, mais empregados no fluido de completação. A grande problemática da utilização de aditivos insolúveis reside na possibilidade de danos permanentes à formação rochosa, uma vez que se o raio de amplitude da invasão for elevado, nenhum tratamento cáustico ou por acidificação será capaz de sanar as interferências à rocha.

Como já comentado anteriormente, a eficiência da formação de um reboco pouco permeável está intimamente ligada à natureza, tamanho, mas principalmente à forma das partículas do aditivo sólido empregado. A forma particular de elevada plasticidade do CMC reduz a taxa de filtrado devido à sua intensa facilidade de adsorção à superfície de sólidos, promovendo rápida e eficiente obstrução. Sólidos

como a calcita por sua vez formam pontes de obstrução nos canais interconectados dos poros da formação, apresentando muita eficiência na formação da zona de obstrução, o qual é de fato o principal mecanismo de controle de filtrado dos aditivos empregados.

### 3 - METODOLOGIA

A metodologia de formulação dos fluidos de perfuração a base água a serem analisados seguiu uma padronização da PETROBRAS a qual faz uso de 350 mL de água destilada; a massa de agente viscosificante, os quais foram empregados o CMC, a Goma Xantana e a Bentonita; além de bactericida para viabilizar um maior tempo de vida útil do do fluido formulado. A formulação do fluido fez uso, portanto de uma balança analítica e de um misturador do tipo *Hamilton Beach-Fann*, mostrado na figura 3.1.

Como o intuito do trabalho é estudar os efeitos dos diferentes viscosificantes nos parâmetros da filtração, as massas dos mesmos foram variadas mediante um planejamento estatístico realizado.

No princípio dos experimentos, o fluido era formulado e utilizado no mesmo dia. Entretanto, foram verificadas sensíveis oscilações nos resultados iniciais, especialmente as análises reológicas feitas em paralelo aos estudos da filtração. Dessa forma, foi proposta uma nova metodologia de formulação, a qual obedece aos seguintes passos:

1. Adição do viscosificante ao meio de dispersão e agitação por 10 minutos no misturador;
2. Adição de bactericida e agitação por 2 minutos;
3. Repouso do fluido “pré-formulado” por 24 horas, no intuito de promover a hidratação do agente viscosificante, sem a interferência dos demais constituintes;
4. Agitação por 10 minutos no misturador;
5. Repouso até alcance da temperatura ambiente.



*Figura 3.1: Agitador mecânico Hamilton Beach-Fann, utilizado para a formulação dos fluidos de perfuração.*

A consolidação da metodologia de filtração demandou um pouco mais tempo do que o esperado devido às dificuldades técnicas envolvidas na operação da filtração e da coleta e análise de resultados.

Inicialmente, a filtração foi operada na célula de filtração já apresentada na figura 2.5.1.1, buscando seguir ao máximo os padrões técnicos da norma API de filtração LPLT (*Low Pressure Low Temperature* – baixa pressão e baixa temperatura). O processo se dava à pressão de 4,0 Kgf/cm<sup>2</sup>, temperatura ambiente, tempo de operação de 30 minutos e papel de filtro quantitativo Quanty JP 40 Faixa Branca. A coleta de filtrado era realizada a intervalos de tempo pré-estabelecidos, sendo a leitura do volume de filtrado realizada diretamente com o auxílio de uma proveta. A espessura do reboco por sua vez, era realizada com o auxílio de um paquímetro, o que não vinha gerando uma boa confiabilidade.



Figura 3.2: Fann HPHT Filter Press Series 387 – Filtro utilizado na nova metodologia.

Após novas pesquisas, a metodologia foi bruscamente alterada, a começar pela célula de filtração que atualmente vem sendo conduzida em um filtro *Fann HPHT (High Pressure High Temperature – alta pressão e alta temperatura) Filter Press Series 387*, mostrado na figura 3.2 que se segue. A mudança de célula deveu-se à necessidade sentida em operar a pressões mais elevadas sendo estabelecida após uma série de testes operatórios, a pressão de 100 psi. Entretanto temperatura foi mantida, ainda que esta célula tenha a versatilidade de operar a temperaturas bem mais elevadas. O papel de filtro também foi substituído por uma mais adequado às pressões mais elevadas, sendo utilizado atualmente o *Whatman filter paper*.

Outro fator primordial foi a alteração no método de tomada de dados. O filtrado está sendo coletado em béqueres devidamente tarados e tendo sua massa determinada pela mesma balança analítica utilizada para a formulação dos fluidos. Como os cálculos são feitos tomando como base o volume de filtrado, após o término da operação, todo o filtrado acumulado é homogeneizado e sua densidade é tomada por picnometria, possibilitando o conhecimento dos volumes coletados em cada intervalo de tempo.

Outra sensível alteração frente às propostas iniciais baseadas nas normas API foi a adoção de um tempo de filtração de 6 horas contínuas. Esse tempo bem mais estendido busca promover maior capacidade de estudo da filtração de fluidos mais resistentes à filtração, como no caso dos fluidos de goma xantana e CMC. Mesmo durante todo esse tempo de operação, na maioria das vezes não se obtém a filtração de todos os 100 mL iniciais, indicando desde já que o controle de filtrado para esses viscosificantes é eficiente.



Figura 3.3: Reômetro de Oscilação Haake MARS, utilizado para análises reológicas do filtrado acumulado

Tendo em vista também um estudo do filtrado que invade a formação rochosa, vem sendo realizadas análises reológicas do filtrado acumulado, utilizando-se o *reômetro Haake MARS*, mostrado na figura 3.3.

#### 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

Durante o tempo da pesquisa muitos experimentos foram realizados. Entretanto, muitos deles não retrataram dados satisfatórios, sendo de grande valia no que se refere à adoção de novas metodologias de operação.

Utilizando a mesma lei de Darcy como partida, uma nova estratégia de equacionamento para o estudo dos parâmetros de filtração foi traçada, de forma a adequar os resultados coletados e a metodologia sugerida. Reescrevendo a lei de Darcy em termos da resistividade do reboco ( $\alpha$ ) e de sua massa ( $m$ ) na região da torta, tem-se:

$$\Delta P = \frac{\mu \cdot \alpha \cdot m \cdot q}{A^2}$$

Por definição a resistividade é descrita como:

$$\alpha = \frac{1}{\rho_s (1 - \phi) K}$$

Sendo  $\rho_s$  a densidade de sólidos e  $\phi$  a porosidade do reboco.

No meio filtrante, pode mos equacionar também a queda de pressão em termos da resistência do reboco  $R_m$ .

$$\Delta P = \frac{\mu \cdot R_m \cdot q}{A}$$

Sendo que a resistência do reboco nada mais é que a razão entre a sua espessura ( $\varepsilon$ ) e a sua permeabilidade ( $K$ ).

Equacionando o diferencial de pressão entre o reboco e o meio filtrante, temos que:

$$\Delta P = \frac{\mu \cdot q}{A} \left( R_m + \frac{\alpha \cdot m}{A} \right)$$

Aplicando a definição de vazão, como no primeiro equacionamento, e de massa ( $m = \rho C V$ , onde  $C$  refere-se à concentração de sólidos dispersos e  $\rho$  a densidade do fluido), tem-se a seguinte relação diferencial:

$$\frac{dt}{dV} = \frac{\mu}{A \Delta P} \left( \frac{\alpha \cdot C \cdot \rho}{A} V + R_m \right)$$

Chamando  $B_1 = \frac{\mu \cdot \alpha \cdot C \cdot \rho}{2A^2 \Delta P}$  e  $B_2 = \frac{\mu \cdot R_m}{A \Delta P}$  e integrando a equação anterior, temos finalmente:

$$\frac{t - t_1}{V - V_1} = B_1 (V + V_1) + B_2$$

Observe que esta equação se adequa precisamente ao que é proposto pela metodologia, uma vez que ela faz uso de uma relação de intervalo de tempo e seu respectivo volume filtrado para a obtenção de uma reta, cujos parâmetros relacionam a resistência da torta e consequentemente os parâmetros de controle de filtrado: a espessura e a permeabilidade do reboco.

Seguindo a metodologia atual, foi possível realizar estudos referentes aos fluidos contendo CMC, goma xantana e bentonita. A seguir estão os gráficos  $\frac{t - t_1}{V - V_1}$  vs.  $V$  acumulado obtidos para diversas massas desses viscosificantes.

O coeficiente de linearização se manteve numa média aproximada de 0,99 nos resultados para o CMC e a goma xantana e os dados já abrem margem para aplicabilidade do modelo matemático proposto, sendo possível o estudo dos parâmetros de filtração.

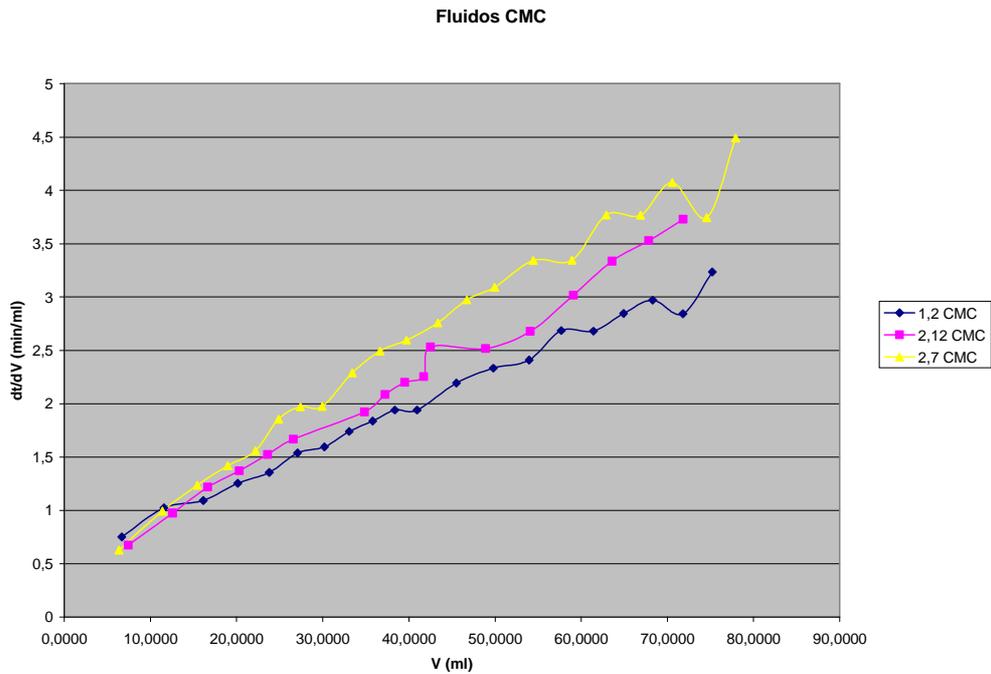


Figura 4.1: Gráfico  $\frac{t-t_1}{V-V_1}$  vs.  $V$  acumulado comparativo para os fluidos constituídos por CMC

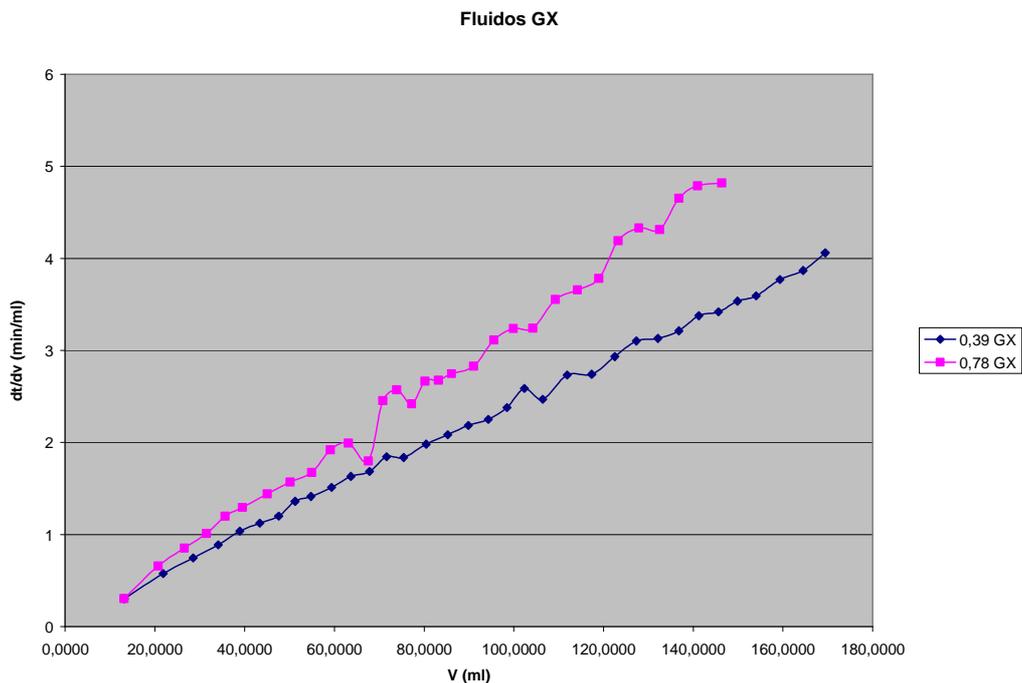


Figura 4.2: Gráfico  $\frac{t-t_1}{V-V_1}$  vs.  $V$  acumulado comparativo para os fluidos constituídos por goma xantana

Estudos mais específicos da influência particular de cada fluido estão em análise, mediante a filtração de fluidos mistos, contendo dois diferentes tipos de viscosificantes. Dessa forma será possível obter dados relativos entre esses três viscosificantes e conhecer quais deles se sobressaem no que tange ao controle da filtração.

Não foram realizados experimentos no semestre referente a 2009.2. O período de 1º de Setembro a 06 de Novembro de 2009 foi destinado a realização do Curso de Fluidos de Perfuração e Completação pelo

IFRN – Mossoró. Desde o dia 10 de Novembro até a presente data está sendo desenvolvido o Estágio Supervisionado na Halliburton Serviços Ltda., em Mossoró – RN, no setor de Cimentação.

## 5 – CONCLUSÕES

As análises reológicas dos filtrados obtidos atestaram o comportamento newtoniano dos mesmos, apresentando uma similaridade com a própria água pura, o que se mostra também muito satisfatório para os objetivos do trabalho, uma vez que este tipo de filtrado quando inserido na formação não acarretaria os piores danos à mesma.

O que se pode comentar desde já a respeito da espessura do reboco é a formação de rebocos muito espesso para os fluidos de bentonita, ainda que segundo a análise da curva de filtração obtida, este não apresente um bom poder de retenção. Isso pode ser inferido uma vez que todo o volume de fluido foi submetido à filtração dentro das seis horas de operação, o que representaria um raio de invasão dentro do poço muito elevado e a possibilidade de danos irreversíveis à formação.

## 7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- José C. V. Machado, “**Fluidos de Perfuração**”, Programa Trainees Petrobras, 2002, Bahia.
- H. A. Barnes, J. F. Hutton, K. Walters, “**An Introduction to rheology**”, Elsevier Science Pub, 1989.
- H. C. H. Harley, George H. Gray , “**Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**”, Hardcover, 5ª ed., 1988.
- A. Waldamann, A. R. de Andrade, A. L. Martins, R. F. T. Lomba, A. F. T. Aragão, “**Sobre os Mecanismos Responsáveis por Minimizar a Invasão de Fluidos de Perfuração na Rocha Reservatório**”, ENAHPE 2006, Domingos Martins, 29 a 31 de agosto de 2006
- S. B. Schaffel, “**A Questão Ambiental na Etapa de Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil**”, COPPE, Rio de Janeiro, 2002.
- R.G. Duarte, “**Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para Estudos de Estabilidade de Poços**”, PUC-RJ, 2004.
- M. F. L. Santos, J. M. G. Fachel, F. H. Pulgati, “**Efeitos do Descarte de Cascalho de Perfuração Revestido com Fluido Não Aquoso (NAF) sobre as Comunidades Macrobênticas de Águas Profundas da Bacia de Campos-Brasil**”, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2005.
- K. V. Farias, L. V. Amorim, H. C. Ferreira, E. Pereira, “**Estudo da Reologia e Espessura do Reboco de Fluidos de Perfuração: Influência de Dispersantes e Umectante Aniônico**”, Cerâmica 52, 2006.
- K. V. Farias, E. Pereira, L. V. Amorim, H. C. Ferreira, “**Influência de Aditivos Dispersantes na Reologia e Espessura do Reboco de Fluidos de Perfuração Hidroargilosos**”, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2005 .