

Monografia de Graduação

**Comportamento reológico de dispersões
aquosas de bentonita e de polímeros
utilizadas como fluidos de perfuração**

Wanessa Paulino Neves Silva

Natal, fevereiro de 2010

1 – INTRODUÇÃO.....	6
2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	8
2.1 – FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	8
2.1.1 – FLUIDOS DE PERFURAÇÃO BASE ÁGUA.....	9
2.1.1.1 – FLUIDO INICIAL OU CONVECCIONAL.....	10
2.1.1.2 – FLUIDOS DISPERSOS.....	10
2.1.1.3 – FLUIDOS INIBIDOS.....	11
2.1.1.4 – FLUIDOS COM BAIXO TEOR DE SÓLIDOS.....	11
2.1.1.5 – FLUIDOS A BASE ÁGUA EMULSIONADOS.....	12
2.2 – REOLOGIA DE FLUIDOS.....	12
2.3 – MODELOS REOLÓGICOS NÃO-NEWTONIANOS ESTUDADOS.....	14
2.3.1 – MODELO DE BINGHAM OU PLÁSTICO IDEAL.....	14
2.3.2 – MODELO DE OSTWALD DE WAALE.....	14
2.3.3 - MODELO DE HERSHEL-BUCKLEY.....	15
2.3.4 – MODELO DE CASSON.....	15
2.3.5 – MODELO DE ROBERTSON-STIFF.....	16
2.4 – COMPORTAMENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS DEPENDENTES DO TEMPO.....	17
2.4.1 – FLUIDOS TIXOTRÓPICOS.....	17
2.4.2 - FLUIDOS REOPÉTICOS.....	18
3 – METODOLOGIA.....	18
3.1 – PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	18
3.2 – ESTUDO REOLÓGICO.....	19
4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	35
5 – CONCLUSÕES.....	27
7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	27

1 – INTRODUÇÃO

Segundo Amorim (2007), os fluidos de perfuração, também chamados de lamas, são indispensáveis na perfuração de poços de petróleo. Seu uso remonta da antiguidade, quando eram

utilizados como material para auxiliar as ferramentas de corte na perfuração de poços com outras finalidades.

Dentre as funções dos fluidos de perfuração, podemos destacar que os fluidos lubrificam e resfriam a broca de perfuração, limpam o poço e transportam os cascalhos até a superfície, impermeabilizam as paredes do poço, dentre outras (MACHADO, 2002).

A classificação de um fluido de perfuração considera os componentes dispersantes e dispersos, além dos aditivos químicos empregados na sua composição. O principal critério para a classificação se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante, podendo receber a denominação de: fluidos à base de gás, fluidos à base de óleo e fluidos à base de água. Vale salientar que os fluidos à base de óleo começam a entrar em desuso em virtude dos graves problemas ambientais gerado pelo seu descarte (MACHADO, 2002).

A aplicação de um ou outro tipo de fluido depende das formações geológicas a serem perfuradas, da profundidade do poço e do custo envolvido na perfuração. Independente do tipo de fluido utilizado, ele deve apresentar propriedades físicas, reológicas e de filtração adequadas, de forma a garantir o sucesso de operação de perfuração (AMORIM, 2007).

Com base na importância vista, a base de pesquisa de Tecnologia de Tensoativos do Núcleo de Estudo em Petróleo e Gás Natural, PRH-14, subordinado à ANP, vem estudando fluidos de perfuração à base de água e argilas bentoníticas cedidas pela Petrobras, mais especificamente a UM-RNCE, localizada em Mossoró/RN.

O objetivo principal deste estudo se concentra em avaliar a influência de polímeros/bentonita na reologia de fluidos de perfuração a base água, atualmente muito bem difundido na perfuração de poços de petróleo, principalmente como viscosificante, porém, desempenhando funções diversas. Esse fato contribui fortemente para a prática da aditivação polimérica dos fluidos com o objetivo de melhorar as suas propriedades reológicas, garantindo, assim, o sucesso da perfuração. A etapa de aditivação do fluido, em escala real, ocorre durante a sua preparação nos tanques de lama ou mesmo durante a operação de perfuração quando é detectada a necessidade de adequação das suas propriedades. Dentre os inúmeros aditivos utilizados, destacam-se o carboximetilcelulose (CMC), aditivo celulósico, e a goma xantana, que atuam, dependendo das suas características, como viscosificante e/ou redutor de filtrado, lubrificante, inibidor e encapsulador de argilas hidratáveis. O CMC pode agir aumentando a viscosidade e reduzindo o filtrado, porém, é necessária uma concentração elevada deste aditivo. A goma xantana, por sua vez, é um excelente viscosificante, aditivo que tem como principal função elevar as viscosidades dos fluidos, além de reduzir o volume de filtrado.

A principal razão para utilização de compostos poliméricos deve-se a possibilidade de combinar as propriedades de duas ou mais matérias-primas com características diferentes, visando obter um produto com propriedades adequadas, ou seja, usufruindo dos benefícios da mistura de polímeros, é possível obter um composto que possibilite o aumento das viscosidades aparentes e plásticas e a diminuição do volume

de filtrado, por exemplo, que são propriedades exaustivamente estudadas por diversas bases de pesquisas desta área de atuação na indústria petrolífera atual. Sendo assim, este trabalho objetiva principalmente avaliar o efeito de concentrações dos aditivos acima mencionados no comportamento reológico de fluidos de perfuração base água.

2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 – Fluidos de Perfuração

O American Petroleum Institute - API define fluido de perfuração como um fluido de circulação usado em perfurações rotativas para desempenhar as funções requeridas durante a operação de perfuração. A partir desta definição, é impossível a perfuração rotativa sem um fluido de circulação, o que o torna um dos elementos mais importante na operação de perfuração (Lummus & Azar, 1986 Apud AMORIM, 2003).

Historicamente, a primeira função dos fluidos de perfuração era agir como veículo para remover os detritos gerados durante a perfuração de poços. Atualmente, é reconhecido que os fluidos de perfuração desempenham várias outras funções fundamentais na operação de perfuração de poços, que segundo Lummus e Azar (1986), são cinco as mais importantes: resfriar e lubrificar a broca, limpar o fundo do poço dos detritos de perfuração, transportar os detritos de perfuração para a superfície, estabilizar o poço e permitir uma adequada avaliação da formação. Darley & Gray (1988), citam sete principais funções dos fluidos de perfuração: transportar os detritos de perfuração e permitir sua separação na superfície; resfriar e limpar a broca; reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço; manter a estabilidade do poço; prevenir o escoamento do fluido para o interior das formações; formar um filme de baixa permeabilidade (reboco) nas paredes do poço e auxiliar as avaliações sobre os detritos e as formações perfuradas.

Além destas funções, recentemente AMORIM (2003) destaca que os fluidos de perfuração não devem ser danosos à formação produtora, poluir o meio ambiente e sobrecarregar o equipamento de perfuração. Tradicionalmente, os fluidos de perfuração são classificados de acordo com o seu constituinte principal em: fluidos à base de gás, fluidos à base de óleo e fluidos à base de água. Os fluidos à base de gás são constituídos de um fluxo de ar ou gás natural injetado no poço a alta velocidade. Os fluidos à base de óleo são aqueles cuja fase líquida contínua é constituída por óleo, enquanto que nos fluidos à base de água, a fase contínua é constituída por água. (Darley & Gray, 1988 Apud AMORIM, 2003).

A composição do fluido depende das exigências particulares de cada perfuração. Em situações de difícil perfuração e/ou em grandes profundidades é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos.

Segundo Lummus e Azar (1986), os aditivos para fluidos são classificados em viscosificantes, agentes densificantes, redutores de viscosidade (defloculantes), redutores de filtrado e aditivos especiais. Os viscosificantes têm a função de aumentar a viscosidade do fluido, como a bentonita e polímeros

naturais e sintéticos. Os agentes adensantes obviamente aumentam a densidade da lama, sendo a baritina, que tem como substância básica o sulfato de bário (BaSO_4), o mais utilizado, embora hajam outros materiais usados para tal fim, como, por exemplo, a calcita e a hematita. Os redutores de viscosidade (defloculantes ou dispersantes) e de perda de fluido são adicionados aos fluidos com a função de reduzir a viscosidade e o volume de filtrado, respectivamente. Como aditivos especiais, estão incluídos flocculantes, como o cloreto de sódio, a cal, o gesso e a soda cáustica, controladores de pH, como a soda cáustica, potássica e a cal hidratada, inibidores de corrosão, como os sais amínicos, inibidores de folhelho, como o cloreto de potássio e certos tipos de polímeros, dentre outros, não menos importantes.

2.1.1 – Fluidos de Perfuração Base Água

Segundo Ferraz (1977), os fluidos à base de água são constituídos, basicamente, por três componentes: a fase água, que é a fase contínua do fluido e dependendo da localização do poço a ser perfurado e/ou da água disponível esta pode ser água doce, salgada, dura, branda, etc.; a fase dos sólidos reativos, constituída por argilas comerciais e por argilas e folhelhos hidratáveis provenientes das formações geológicas que estão sendo perfuradas, e a fase dos sólidos inertes, constituída por sólidos tais como calcário ou areia. Entre os sólidos inertes há a barita, que é adicionada aos fluidos para aumentar massa específica.

Os fluidos de perfuração de base água podem ser classificados em cinco grandes categorias: inicial, disperso, inibido, baixo teor de sólidos e emulsionado com óleo, conforme diagrama da *Figura 01*.

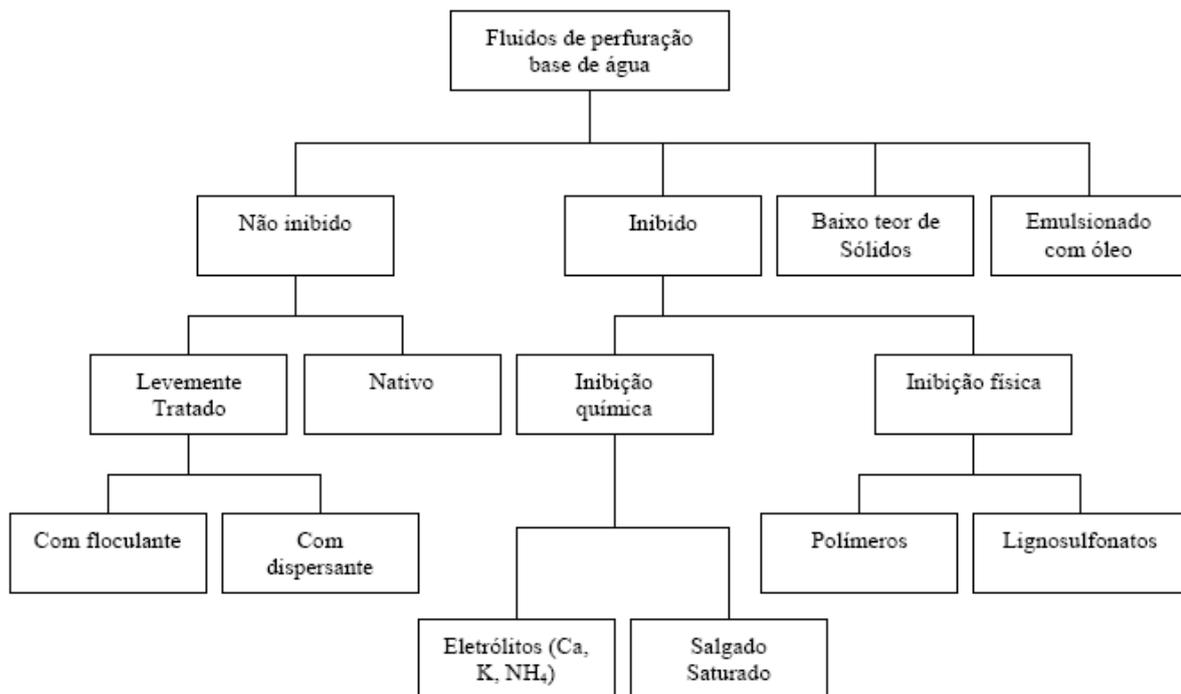


Figura 01 – Esquema de Classificação geral dos Fluidos de Perfuração base água

Fonte: www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/cgi-bin/PRG_0599.EXE/8743_2.PDF?NrOcoSis=26192&CdLinPrg=pt

2.1.1.1- Fluido Inicial ou Convencional

Os fluidos utilizados no início de uma operação de perfuração de poços petrolíferos, isto é, até se fixar o revestimento de superfície ou até mesmo na operação de poços rasos, são, em geral, compostos de água e argila. Esta pode ser adicionada intencionalmente ou incorporada durante a perfuração das camadas superficiais de areias inconsolidadas e/ou calcáreos, que podem conter alguma argila ou intercalações de formações argilosas. A principal argila comercial é a bentonita, que é adicionada a água com a função principal de aumentar a viscosidade, força gel e o limite de escoamento. Além disto, ela também exerce controle sobre a taxa de filtração. A atapulgita é outra argila comercial, de emprego muito restrito, que pode ser adicionada diretamente na água do mar ou salgada com qualquer concentração de sal, com o objetivo de elevar a viscosidade. Contudo, apesar dessa argila apresentar boa capacidade de viscosidade, ela não mostra nenhum controle sobre o filtrado. A dispersão de bentonita em águas com salinidade superior a 10.000 *ppm* só é possível se houver uma “pré-hidratação” em água doce. É comum nas perfurações de plataforma marítima a bentonita em água doce para, posteriormente, diluir com água do mar.

2.1.1.2 – Fluidos Dispersos

Os fluidos de perfuração mais simples são compostos, como já explicitados, de água e argila, natural ou comercial. Eles são empregados na perfuração de poços rasos ou da fase inicial de poços profundos. Se a perfuração é iniciada com água e ocorre incorporação de argila nativa, o fluido é denominado de “nativo” ou “natural”. Entretanto, quando a bentonita comercial é usada, o fluido é denominado do tipo água-bentonita. Se além da bentonita for adicionado um agente flocculante, então se denomina “fluido flocculado”.

Geralmente, os fluidos iniciais apresentam baixa resistência aos contaminantes da perfuração. Portanto, ao se perfurar um grande trecho de argila hidratável, a viscosidade do fluido aumenta demasiadamente, sendo necessário executar tratamentos, como a diluição, remoção dos sólidos ou a adição de dispersantes, levando-se em consideração, obviamente, a onerosidade de tal execução.

O tratamento químico com dispersantes tende a converter o “fluido inicial” para um fluido “disperso”. Sendo assim, podemos definir um fluido disperso em função da sua composição, dizendo que o mesmo possui um teor razoável de agente dispersante.

Os primeiros agentes dispersantes empregados na perfuração de poços foram os fosfatos complexos (pirofosfato ácido de sódio e trefosfato de sódio, dentre outros) e derivados do ácido tânico como o tanato de sódio, por exemplo. Trinta anos mais tarde, em 1960, os compostos derivados do lignosulfonato foram introduzidos e demonstraram maior resistência às contaminações e temperatura, maior eficácia e maior versatilidade do que os polifosfatos e os tanatos. Por isso, os lignosulfonatos são dispersantes químicos mais usados atualmente.

Os polifosfatos e o tanato eram bastante usados no passado. Atualmente, estes aditivos estão, em desuso e suas aplicações limitam-se a temperaturas do fundo de poço inferiores a 170°F. Os fosfatos resistem à contaminação de pequenas quantidades de sal (NaCl). O pirofosfato ácido de sódio é mais eficiente, portanto era mais usado que o tetrafosfato de sódio.

Os derivados do lignosulfonato são mais resistentes a contaminantes comuns, tais como sal, cimento, sólidos em geral e à temperatura da ordem de 300°F. O lignosulfonato de ferro e cromo tem demonstrado, através de pesquisas de laboratório e campo, ser eficaz e mais resistente, do que os outros derivados, tais como o lignosulfonato de ferro e cálcio, por exemplo. Entretanto, ainda pairam dúvidas sobre o grau de toxidez do lignosulfonato de cromo, embora muitos estudos tenham mostrado que os seres e plantas marinhas não metabolizam o cromo presente sob a forma de lignosulfonato comercializado para aplicações em fluidos de perfuração. Mesmo assim, por razões ambientais, muitos trabalhos têm sido desenvolvidos no sentido de obter lignosulfonatos livres de cromo com desempenho semelhante aos que contém cromo.

2.1.1.3 – Fluidos Inibidos

Os fluidos inibidos são aqueles programados para a perfuração de formações ativas, isto é, hidratáveis, dispersíveis e até mesmo solúveis, tais como argilas, folhelhos, margas e sal. A inibição destes sistemas se refere à redução da atividade química da fase dispersante e a adsorção de materiais que possam reduzir a taxa de hidratação das formações. Os principais inibidores químicos são os sais ou eletrólitos, assim como os principais responsáveis por tal característica, de natureza física, são os polímeros.

2.1.1.4 – Fluidos com Baixo Teor de Sólidos

A quarta classe de fluidos da figura 01 se refere aos fluidos de baixo teor de sólidos que são “lamas” cuja característica principal é um teor de sólidos inferior a 4% em volume, quando do seu preparo.

As principais características, além da mencionada, são: um baixo peso específico, um baixo poder de inibição e, ainda, não dispersão do sistema fluido.

Em termos de aplicações, podemos observá-los em perfurações de certas áreas de baixa pressão e/ou com formações frágeis ou pouco consolidadas. Nestes casos, torna-se necessário perfurar com um fluido leve, com baixo teor de sólidos, pois estes fluidos de baixa densidade reduzem os riscos de perda de circulação. Além desta, também são usados na perfuração de fases iniciais e nas formações duras e inertes, já que possibilitam um incremento na taxa de penetração.

2.1.1.5 – Fluidos Base Água Emulsionados

Os fluidos à base de água emulsionados são gerados após uma mistura mecânica de dois líquidos imiscíveis ou parcialmente imiscíveis. Nestes, quase sempre uma das fases é aquosa e a outra é oleosa. Se o óleo é a fase dispersa, tem-se uma emulsão de óleo em água (O/A), caso contrário, temos uma emulsão (A/O), na qual a água é a fase dispersa.

A estabilidade de uma emulsão em relação à separação de fases é uma das suas propriedades mais importantes. Consegue-se uma emulsão estável adicionando-se uma substância tensoativa que atue reduzindo a tensão superficial entre os componentes líquidos. Esta substância estabilizadora de emulsão é conhecida por emulsificante e forma uma camada orientada ou interface dos líquidos.

As emulsões de óleo em água são também conhecidas por emulsões diretas, na terminologia técnica dos fluidos de perfuração. Os detergentes comerciais, a argila ativada e o lignosulfonato são bons emulsificantes de óleo na água. Entretanto, existem surfactantes específicos, do tipo nonilfenol etoxilado, que conferem excelente estabilização a este tipo de emulsão.

As principais características destes sistemas são a baixa densidade, o elevado índice de lubricidade, devido a presença de fase óleo, alta viscosidade plástica, baixo limite de escoamento e forças géis, reologia e estabilidade afetadas, principalmente pelas quantidades relativas das fases líquidas.

Dentre as principais aplicações, podemos observá-los em formações de calcáreo, de baixa pressão e/ou com baixo gradiente de fratura, reservatórios depletados, formações com grandes possibilidades de perda de circulação, bem como em poços direcionais.

2.2 – Reologia de Fluidos

Em suma, a *reologia* é o ramo da física que estuda a viscosidade, plasticidade, elasticidade e o escoamento da matéria, ou seja, é um estudo das mudanças na forma e no fluxo de um material, englobando todas estas variantes. Podemos então concluir que é a ciência responsável pelos estudos do fluxo e deformações decorrentes deste fluxo, envolvendo a fricção do fluido.

Na indústria do petróleo é muito importante o conhecimento do comportamento reológico dos diversos tipos de fluidos empregados nas etapas de perfuração, pois é através desta análise reológica que se obtêm propriedade como viscosidade, plasticidade, elasticidade e o escoamento da matéria, ou seja, o comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos seus parâmetros reológicos. Estes são determinados considerando um modelo matemático particular, o qual influencia diretamente no cálculo das perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos casacalhos. Os modelos mais usuais são o de Newton, de Bingham ou plástico ideal, de Ostwald Waale ou de potência e o de Hershel-Bucklei ou potência modificado (MACHADO, 1983).

Os fluidos podem ser classificados reologicamente quanto à relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento em: Fluidos Newtonianos e Fluidos não-Newtonianos, conforme ilustra a *Figura 02*, a seguir é dada uma breve descrição sobre cada um deles.

2.3 – Modelos Reológicos Não-Newtonianos Estudados

2.3.1 – Modelo de Bingham ou Plástico Ideal

Um dos modelos mais utilizados nos sistemas reológicos atuais é o de Bingham ou plástico ideal. Segundo este, um plástico ideal requer a aplicação de uma tensão mínima, τ_L , denominada de limite de escoamento, para que haja alguma deformação cisalhante. Quando submetidos a uma tensão menor que τ_L , os fluidos, teoricamente, comportam-se como sólidos e, em princípio, só escoariam na forma de fluxo tampão. Em suma, a equação que define o fluido Bingham é expressa por:

$$\tau = \mu_p \gamma + \tau_L \text{ para } \tau > \tau_L$$

$$\gamma = 0 \text{ para } \tau \leq \tau_L$$

onde μ_p e τ_L , denominados de viscosidade plástica e limite de escoamento, respectivamente, são os parâmetros reológicos deste tipo de fluido. Observemos que a sua viscosidade aparente, $\mu_a = \mu_p + \frac{\tau_L}{\gamma}$, não é constante, ou seja, ela é função da taxa de cisalhamento.

2.3.2 – Modelo de Ostwald de Waale

Um outro modelo de fluidos não-Newtonianos é o de Ostwald de Waale, o qual é definido pela expressão $\tau = K(\gamma)^n$. Vale frisar que esse modelo não é aplicado para todo e qualquer fluido, nem mesmo a todo intervalo de taxa de cisalhamento. Entretanto, existe um número razoável de fluidos não-Newtonianos que apresentam comportamento de potência, num largo intervalo de velocidades cisalhantes.

Os parâmetros reológicos do fluido de potência são o **índice de consistência, K** , e o índice de comportamento ou de fluxo, **n** .

A figura 03 mostra algumas curvas de fluxo que seguem a lei da potência definida pela equação do modelo de Ostwald de Waale, além de outros reogramas com fluidos cujos comportamentos independem do tempo. Os fluidos cujo valor de n , do modelo em questão, assume valores menores que um e maiores que zero são chamados de pseudoplásticos, como ilustra a figura. Já o caso em que os fluidos têm por característica reológica valores de n maiores que um são chamados de dilatantes. Observe também que quando n for igual a unidade, teremos o caso trivial do fluido Newtoniano. É fácil perceber, também, que os fluidos ditos pseudoplásticos sempre diminui de viscosidade quando a taxa de cisalhamento aumenta, enquanto que os dilatantes aumentam de viscosidade com o aumento da taxa cisalhante.

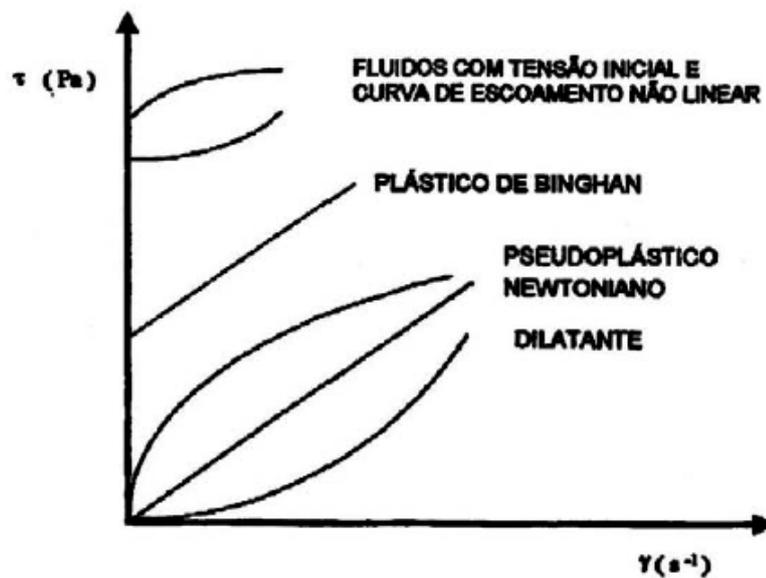


Figura 03: Reogramas típicos de vários tipos de fluidos com comportamento reológico independente do tempo.

2.3.3 – Modelo de Herschell-Buckley

Este modelo é também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado, e tem três parâmetros reológicos a serem levados em consideração. Por este motivo, é denominado também de modelo a três parâmetros, cuja equação que o define é a seguinte:

$$\tau = K(\gamma)^n + \tau_0 \text{ para } \tau > \tau_0$$

$$\gamma = 0 \text{ para } \tau \leq \tau_0$$

Este tipo de fluido é uma extensão do fluido de Ostwald, ao qual se adiciona um novo parâmetro, τ_0 , denominado de *limite de escoamento real*. Uma maneira de se determinar todos os três parâmetros deste modelo consiste em primeiro estimar o valor de τ_0 por extrapolação, através do gráfico de τ x γ em coordenadas cartesianas, e, em seguida, determinar os valores de K e n através de um gráfico de $(\tau - \tau_0)$ x γ , em coordenadas logarítmicas (MACHADO, 2002).

Após esta breve discussão, podemos inferir que o modelo em questão é mais completo do que os anteriores, uma vez que a sua equação engloba três parâmetros, como visto, além do que, os modelos concentrados anteriormente (Bingham e Ostwald de Walle) podem ser analisados, perfeitamente, como casos particulares deste.

2.3.4 – Modelo de Casson

Este modelo é freqüentemente empregado para analisar o comportamento reológico dos fluidos de perfuração e comparar os resultados das análises com os modelos mais usuais, como o de Bingham e o de Potência. O modelo de Casson tem sido também muito usado em alguns trabalhos da área específica de perfuração de poços. A definição matemática do modelo é a seguinte:

$$\tau^{1/2} = (\mu_\infty \gamma)^{1/2} + \tau_0^{1/2} \text{ para } \tau > \tau_0$$

$$\gamma = 0 \text{ para } \tau \leq \tau_0$$

onde μ_∞ é a viscosidade limite para altas taxas de cisalhamento e τ_0 é o limite de escoamento, como anteriormente explicitado.

A utilização deste modelo pode conduzir à estimativa da viscosidade de um certo fluido escoando alta taxa de cisalhamento, maior que 1000s^{-1} por exemplo, uma vez que é mais difícil, do ponto de vista prático, fazer determinações laboratoriais nesta condição.

Portanto, considerando a definição de viscosidade aparente e a equação acima mostrada, do modelo em questão, podemos chegar à expressão:

$$\mu_a^{1/2} = (\mu_\infty \gamma)^{1/2} + \left(\frac{\tau_0}{\gamma} \right)^{1/2}$$

Observe que nesta última equação a viscosidade aparente (μ_a) do fluido se confunde com a viscosidade a altas taxas (μ_∞), quando o fluido está submetido a taxas de cisalhamento tendendo ao infinito. Com reogramas simplificados deste tipo de modelo, podemos encontrar, através de ensaios laboratoriais, este último parâmetro mencionado. Portanto, podemos inferir que o modelo de Casson pode ser aplicado para avaliar a viscosidade de um fluido escoando a uma taxa de cisalhamento tendendo ao infinito, o que se aplica, perfeitamente, na avaliação da viscosidade de fluidos escoando através de orifícios ou “jatos” de brocas, empregados na perfuração de poços petrolíferos.

2.3.5 – Modelo de Robertson-Stiff

O modelo de Robertson-Stiff é semelhante ao modelo de potência, com a introdução de um termo corretivo para as taxas de cisalhamento. A equação constitutiva deste último modelo é escrita da maneira:

$$\tau = a(\gamma + \gamma_0)^b \text{ para } \tau > a(\gamma_0)^b$$

$$\gamma = 0 \text{ para } \tau \leq a(\gamma_0)^b$$

O termo γ_0 , que aparece na equação acima, é entendido como uma correção da taxa de cisalhamento para o fluido, em relação à taxa de cisalhamento para o fluido de Buckley-Herschell.

O modelo de Robertson-Stiff, quando comparado ao modelo de Buckley-Herschell, apresenta a vantagem de produzir equações diferenciais de soluções possíveis e fáceis para emprego nos cálculos de escoamento de fluidos. Entretanto, como desvantagem, possui a dificuldade de interpretação molecular para os seus três parâmetros reológicos, os quais ainda não possuem um significado físico familiar para os seus usuários. Para finalizar esta breve discussão acerca dos modelos reológicos para fluidos não-Newtoniano, temos, para este modelo, que a viscosidade aparente para os fluidos que seguem este modelo pode ser determinada pela seguinte expressão:

$$\mu_a = \frac{a(\gamma + \gamma_0)^b}{\gamma}$$

Para concluir o embasamento teórico de nossos experimentos, faremos em seguida mais uma explanação acerca dos fluidos cujos parâmetros reológicos dependem do tempo, considerando a relação tensão cisalhante-taxa de cisalhamento.

2.4 – Comportamento Reológico de Fluidos Dependente do Tempo

Apesar da existência de fluidos que apresentam uma dependência da tensão cisalhante com o tempo para uma taxa de cisalhamento constante, faremos uma abordagem mais geral acerca da mecânica dos fluidos, que classificam os fluidos dependentes do tempo em **reopéticos** e **tixotrópicos**, esta última propriedade bastante importante para o comportamento reológico de fluidos de perfuração utilizados atualmente, devendo ser uma “exigência” para tal aplicação.

2.4.1 – Fluidos Tixotrópicos

A tixotropia é um fenômeno de grande importância industrial, principalmente para o setor petrolífero, sendo, inclusive, desejável para muitas indústrias que utilizam ou comercializam certos fluidos que necessitam desta característica. O termo tixotropia é, muitas vezes, utilizado de forma simplificada, para ocultar ou evitar a abordagem complexa da teoria molecular ou da interação entre partículas.

Para fluidos pseudoplásticos, por exemplo, o “afinamento” sob influência da taxa de cisalhamento, atribuído à orientação ou alinhamento das partículas na direção do fluxo, supera o efeito aleatório do movimento Browniano. Assim ocorre, por exemplo, com a maioria das tintas que devem apresentar facilidade de aplicação através de pincel ou rolo, e dificultar o seu escoamento quando aplicada sobre qualquer superfície vertical.

A curva de fluxo de um líquido não-Newtoniano, pseudoplástico, sem limite de escoamento, pode mostrar dois caminhos distintos:

- (a) primeiramente, aumentando-se uniformemente a taxa de cisalhamento durante o experimento; e
- (b) depois, reduzindo-se uniformemente a taxa de cisalhamento.

Com um típico gráfico de ensaio com fluidos ditos tixotrópicos, as curvas de fluxo superior e inferior, decorrentes do experimento nunca se sobrepõem. Este fenômeno é conhecido por histerese. A área entre estas duas curvas define a magnitude da tixotropia do fluido. Se as curvas forem coincidentes, a tixotropia é nula e o fluido é dito não-tixotrópico.

É comum para muitas dispersões não apenas demonstrar um potencial de orientação das partículas com o repouso, como também deixar claro uma dependência da interação inter-partículas com o tempo. A geração de uma estrutura tri-dimensional, denominada gel, suportada por ligações iônicas e pontes de hidrogênio, é a responsável pela elevação da viscosidade do fluido tixotrópico, em repouso ou a baixas taxas de cisalhamento. Sendo assim, uma curva característica de um fluido desta natureza indica que a viscosidade decresce com o aumento da taxa de cisalhamento, devido ao efeito combinado do rompimento da estrutura gel e da orientação entre as partículas.

Na indústria de petróleo, os fluidos de perfuração e as pastas de cimento são exemplos típicos. As dispersões aquosas de bentonita, utilizadas na perfuração de poços, são um exemplo de fluido tixotrópico. Estas aumentam a tensão cisalhante quando são deixados em repouso dando lugar à formação de um *gel*. Porém, elas recuperam a sua fluidez, retornando ao estado *sol*, quando sob condições dinâmicas, caracterizando, portanto, a tixotropia como um fenômeno isotérmico e reversível.

Comumente utiliza-se a expressão Força Gel entre os petroleiros para indicar o grau de gelificação dos fluidos devido à interação elétrica entre as partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo após certo tempo em repouso. A diferença entre eles indica o grau de tixotropia do fluido.

2.4.2 – Fluidos Reopéticos

Os fluidos são considerados como reopéticos quando a tensão cisalhante ou a viscosidade aumenta com o tempo, mantendo-se a mesma taxa de deformação, ou seja, são caracterizados por uma elevação da viscosidade relacionado com o tempo de duração do cisalhamento. Quando líquidos reopéticos são deixados em repouso, eles recuperam sua viscosidade original, isto é, atingem baixos níveis de viscosidade. Tixotropia e Reopetia, portanto, fenômenos que se caracterizam por propriedades de fluxo opostas (MACHADO, 2002).

A reopetia pode também ser identificada através da histerese das curvas de fluxo, isto é, por análise do posicionamento das curvas ascendente e descendente, em relação ao acréscimo e decréscimo da taxa de cisalhamento. A histerese, tanto nos fluidos reopéticos quanto nos fluidos tixotrópicos, é definida por um comportamento cíclico entre a variação de viscosidade e o tempo de duração do cisalhamento. **Fluidos Reopéticos** mostram um comportamento invertido em relação aos fluidos tixotrópicos. A curva descendente de viscosidade se posiciona acima da curva ascendente. Já a tixotropia é um fenômeno muito comum dentre os líquidos naturais, enquanto a reopetia é um fenômeno muito raro de acontecer em aplicações reais (MACHADO, 2002).

3 – METODOLOGIA

3.1 - Preparação das Amostras Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com a prática de campo, que consiste em adicionar os aditivos, um a um, sob agitação constante a uma velocidade de 13.000 rpm em agitador Hamilton Beach, modelo 936 (Figura 04).



Figura 04: Agitador Hamilton Beach-Fann.

Os fluidos foram preparados em um volume de 350 mL de água industrial, e os aditivos foram adicionados vagarosamente um por vez seguindo as concentrações indicadas na tabela 01. Após adição dos aditivos, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo por 10 min. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24 h.

Quantidade	Fluido 1	Fluido 2	Fluido 3	Fluido 4	Fluido 5	Fluido 6	Fluido 7
ÁGUA (ml)	350	350	350	350	350	350	350
BTN (%)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
CMC (%)	0,34	0,6	0,77	0	0	0	0
GX (%)	0	0	0	0,11	0,32	0,34	0,6

Tabela 01: Composição dos fluidos analisados

3.2 - Estudo Reológico

Para o estudo reológico, o fluido, após 24 h de repouso, foi agitado durante 5 min em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936 na velocidade de 17.000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35. Neste equipamento, seis valores de torque foram lidos com taxas de cisalhamento variando de $5,1 \text{ s}^{-1}$ a 1022 s^{-1} . O equipamento foi acionado na velocidade de 600 rpm durante 2 min e efetuada a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300 rpm e efetuada a leitura após 15 s. Em seguida, mudou-se a velocidade para 200 rpm e esperou-se estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi utilizado para as velocidades de 100 rpm, 60 rpm e 30 rpm. Para obtenção da força gel inicial, o fluido durante 15 s foi mantido no viscosímetro Fann 35A na velocidade de 600 rpm e em seguida permaneceu em repouso durante 10 s. Logo após, colocou-se na velocidade de 30 rpm efetuando-se a leitura. Em seguida, para a obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10 min e, logo após, efetuada a leitura na velocidade de 30 rpm. A força gel é a diferença entre o gel final e o gel inicial. Os resultados encontram-se dispostos na tabela 02.

Leitura no Viscosímetro (rpm)	Fluido (I)	Fluido (II)	Fluido (III)	Fluido (IV)	Fluido (V)
600	42	70	94	23	34
300	21	46	65	16	25

200	27	37	53	13	22
100	14	25	38	11	19
6	5	8	11	5	8
3	6	6	9	4	7
Força Gel inicial	5	7	10	9	9
Força Gel final	7	12	16	11	13
FORÇA GEL	2	5	6	2	4

Tabela 02: Leitura no Viscosímetro Fann para as diversas formulações dos fluidos estudados

As viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e o limite de escoamento (LE) foram obtidos segundo a norma N-2605 da PETROBRAS. A VA é o valor obtido na leitura a 600 rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras obtidas a 600 rpm e a 300 rpm, dada também em cP. O LE é a diferença entre a leitura a 300 rpm e a VP, dado em N/m². Os resultados seguem abaixo.

Parâmetros	Fluido (I)	Fluido (II)	Fluido (III)	Fluido (IV)	Fluido (V)
VA (cP)	21	35	47	11,5	17
VP (cP)	21	24	29	7	9
LE	0	22	36	9	16

Tabela 03: Valores dos Parâmetros Reológicos para as diversas formulações dos fluidos estudados

O equipamento que utilizamos em nossas análises de determinação das curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos de perfuração base água será o Reômetro MARS, HAAKE RheoWin 3.50.0012, que está ilustrado na Figura 05 abaixo.



Figura 05: Esquema ilustrativo do reômetro MARS

O sistema utilizado para a determinação das curvas em questão será o de cilindros concêntricos, separados por um espaço muito reduzido (na figura 06, este corresponde a $R_1 - R_0$), gerando um fluxo no espaço anular, mais comumente chamado de gap, entre os dois cilindros, dos quais, um deles fica estacionário enquanto o outro gira a uma velocidade angular constante. Podemos visualizar melhor este

5 – CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos, as expectativas são as melhores possíveis, no que diz respeito à tentativa de encontrar uma formulação ideal para fluidos de perfuração a base de água e argila Bentonítica, já que estamos principalmente concentrando os nossos esforços em propor a melhor relação possível em termos de formulação, evitando, na medida do possível a onerosidade do sistema proposto. Tendo em vista os resultados conseguidos podemos avaliar uma diminuição significativa da concentração de Argila bentonítica com a utilização de aditivos como a Goma Xantana e o Carboximetilcelulose (CMC) principalmente. A análise dos resultados obtidos, com a aditivação de CMC nos fluidos de perfuração em questão, mostra ainda o aparecimento significativo do comportamento Tixotrópico desejável em tais fluidos.

7 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Luciana Viana Amorim, Tese de Doutorado, Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo, 2003.
- [2] MACHADO, José Carlos Vieira. Fluidos de Perfuração. Químico de Petróleo Júnior. Programa Trainees PETROBRAS, 2002. UM-BA/ST/EP.
- [3] Luciana Viana Amorim, Kássie Vieira Farias, Aline Raquel de Oliveira Silva, Melquesedek da Silva Pereira, Hélio de Lucena Lira, Heber Carlos Ferreira, DESENVOLVIMENTO DE FORMULAÇÕES DE FLUIDOS BASE ÁGUA PARA PERFURAÇÕES DE POÇOS DE PETRÓLEO
- [4] - K. V. Farias; L. V. Amorim; A. V. Silva; H. L. Lira AVALIAÇÃO DE POLÍMEROS DE DIFERENTES GRAUS DE VISCOSIDADES COMO ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO, PRH-25/ANP/UFMG; UAEMa/UFMG
- [5] - MACHADO, José Carlos Vieira. Reologia e escoamento de fluidos – Ênfase na indústria do petróleo. Editora Interciência: Engenho Novo. 2002. Caps. 01, 02 e 03.
- [6] - Lummus, J.L. & Azar, J.J., *Drilling Fluids Optimization A Practical Field Approach*, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.
- [7] - Ferraz, A.I., *Manual de Engenharia dos Fluidos de Perfuração*, Divisão Magcoabar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, Inc. Houston, Texas, 1977.
- [8] - AMORIM, L.V.; BARBOSA, M. I. R.; FERREIRA, H.C.; Desenvolvimento de compostos bentonita/polímeros para aplicação em fluidos de perfuração, DPQ/FEQ/UNICAMP, 2007
- [9] - Machado, J.C.V., *Reologia de Fluidos: Aplicação na Engenharia de Petróleo*, Divisão de Ensino, Salvador, BA, 1983.
- [10] - Mauricio Gonçalves e Silva, Monografia: Comportamento Reológico de emulsões de água em óleo na Indústria Petrolífera, Universidade Federal de Itajubá,
- [11] Barnes, H. A., Hutton J. F. e K. Walters F. R. S. An Introduction to Rheology. RHEOLOGY SERIES, Vol 3. First edition 1989. ELSEVIER SCIENCE PUBLISHERS B.V. Sara Burgerhartstraat 25, P.O. Box 21 1,1000 AE Amsterdam, The Netherlands.