

Monografia de Graduação

Avaliação do Envelhecimento Dinâmica nas Propriedades de Fluidos de Perfuração Base Água

André Luis Lopes Moriyama

Natal, janeiro de 2010

MORIYAMA, André Luis Lopes – Avaliação da influência do envelhecimento dinâmico nas propriedades de fluidos de perfuração base água – monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Petróleo, Natal/RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto

Co-orientador: Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto

Este trabalho descreve o estudo da influência do envelhecimento dinâmico em fluidos de perfuração base água utilizados na perfuração de poços de petróleo cujas formações e características permitam a elegibilidade de tal substância. Para este fim foram preparadas três amostras que diferiam entre si apenas devido ao viscosificante utilizado, e determinou-se qual entre eles era mais termicamente estável, tendo sido feita uma análise em relação à sua reologia e sedimentação. As amostras foram submetidas a um cisalhamento constante durante 16h à 71°C, para velocidades de rotação de 150 e 250 RPM. A verificação do efeito do envelhecimento foi feita comparando-se as propriedades reológicas e a estabilidade do fluido envelhecido com aquelas do novo. Para tal foram utilizados um viscosímetro da Fann, que fornece dados do ângulo de torção para determinadas rotações, uma estufa rotatória com ajuste de velocidade de rotação e temperatura, e um analisador de dispersão da Lumisizer, que permite a visualização da altura do menisco que separa a fase turva da fase límpida para uma mistura heterogênea. Entre as três amostras preparadas, a que apresentou melhores resultados foi aquela preparada com goma xantana.

Palavras Chaves:

- Fluidos de perfuração; envelhecimento dinâmico; polímeros

Abstract

This paper describes the study of the influence of dynamic aging on water based drilling fluids used in drilling oil wells whose formations' allow the eligibility of this substance. For this three samples were prepared differing from each other only because of the thickening used. Then it was determined which between them was the most thermally stable, having been made an analysis according to the rheology and sedimentation of the drilling fluid. The samples were submitted to constant shear rate for 16h at 71° C, with rotational speeds of 150 and 250 RPM. The analysis of the effect of aging was made by comparing the rheological properties and the stability of the fluid before and after the aging process. For that it was used a Fann viscometer, which provides data for the torsion angle for certain rotations, a roller oven with adjustable speed rotation and temperature, and a Lumisizer dispersion analyzer, which shows the height of the meniscus that separates the turbid from the clear phase for a heterogeneous mixture. Among the three samples prepared, the one that showed the best results was that prepared with xanthan gum.

*“Nenhum homem realmente produtivo
pensa como se estivesse escrevendo uma
dissertação”.*

Albert Einstein

Esta monografia é dedicada:

Aos meus pais, Roberto Moriyama e
Francisca Lopes, e aos meus amigos
que sempre estiveram ao meu lado.

Agradecimentos

Aos meus pais Francisca Lopes e Roberto Moriyama, pela educação e incentivo que sempre me deram, além do esforço realizado em sempre me fornecer as melhores condições para que pudesse realizar minhas atividades.

Aos meus amigos externos ao meio acadêmico, pelo companheirismo sincero e pelos inúmeros bons momentos.

Aos professores Afonso Avelino, Eduardo Lins, José Romualdo e Osvaldo Chiavone por todos os esforços, oportunidades e auxílios verdadeiros fornecidos durante os dois anos de atuação como bolsista do PRH-14.

Aos amigos Brunno Kirschner, Bruno Eduardo, George Gonçalves, José Augusto, Klismeryane Costa e Wanessa Paulino, pelas várias horas de convivência e camaradagem durante a realização dos experimentos da base de pesquisa de Fluidos de Perfuração do NUPEG.

Aos amigos da turma 2005.1, mesmo aqueles que mudaram o rumo da jornada, pelos momentos de estudo e diversão durante estes 5 anos.

À ANP, através da comissão gestora do PRH-14, pela concessão da bolsa, possibilitando ampliar os conhecimentos na área de petróleo e complementar a formação profissional através da infra-estrutura e do apoio.

A todos os colegas do laboratório de Tecnologia de Tensosativos do NUPEG que participaram de alguma forma no desenvolvimento deste trabalho.

Índice

1. INTRODUÇÃO	13
2. OBJETIVOS	16
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
3.1. ASPECTOS GERAIS	18
3.2. FUNÇÕES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	18
3.3. PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	21
3.3.1. <i>Densidade</i>	21
3.3.2. <i>Propriedades de Filtração</i>	22
3.3.3. <i>Viscosidade</i>	23
3.3.4. <i>Teor de Sólido</i>	23
3.3.5. <i>Concentração Hidrogeniônica – pH</i>	24
3.3.6. <i>Alcalinidade</i>	24
4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL	26
4.1. PREPARO DO SISTEMA A SER ANALISADO	26
4.2. ANÁLISE REOLÓGICA	27
4.3. ENSAIOS DE DENSIDADE	28
4.4. ENVELHECIMENTO DINÂMICO A DIFERENTES TEMPERATURAS	29
4.5. ANÁLISE DE ESTABILIDADE	31
4.6. ENVELHECIMENTO	32
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	34
5.1. REOLOGIA	34
5.2. ESTABILIDADE	36
6. CONCLUSÃO	39
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	42

INTRODUÇÃO

1. Introdução

O sucesso da perfuração de um poço de petróleo depende, entre outras coisas, das características reológicas do fluido de perfuração utilizado. Sendo assim, este fluido, também chamado de “lama”, deve ser dimensionado de acordo com as características do local onde será realizada a perfuração. Seu custo é relativamente baixo em relação às outras variáveis pertinentes, no entanto, a manutenção de suas propriedades durante profundas perfurações influencia completamente no custo do processo como um todo.

As propriedades reológicas dos fluidos de perfuração base água normalmente sofrem alterações quando expostas a altas temperaturas, de forma que suas grandezas medidas na superfície são sempre diferentes daquelas no fundo do poço, o que pode ser considerado como uma diminuição de sua eficiência, já que os fluidos são dimensionados a fim de se obter graus específicos para cada uma de suas propriedades, e qualquer alteração nelas provocará uma alteração no cenário de trabalho.

Essas alterações são decorrentes da sensibilidade à temperatura dos aditivos utilizados na formulação do fluido, já que são essas substâncias as verdadeiras responsáveis por cada uma de suas características químicas e físicas. E, sendo assim, é de se esperar que algumas delas sejam capazes de acelerar o processo de degradação do fluido, como, por exemplo, os sais de sódio, cálcio e magnésio.

Esta degradação do fluido ocorre tanto enquanto o fluido está circulando como quando ele está estagnado, no entanto, ela é bem mais severa no segundo caso, principalmente para a porção que se encontra nas regiões mais profundas do poço.

De forma geral, a perfuração de um poço pode levar bastante tempo e se estender de acordo com a necessidade de cada situação, o que faz com que um estudo sobre o envelhecimento do fluido seja de extrema importância devido à constante circulação do mesmo a elevadas temperaturas.

Ainda, existem casos em que se faz necessário interromper a perfuração de um poço, como por exemplo, a troca de brocas. Nesse momento, o fluido volta a se tornar muito viscoso (especialmente aqueles que possuem argila na sua formulação), causando um enorme problema. Fato que também deve ser considerado em um estudo sobre tal tema.

Conseqüentemente, comprovada a importância de tal tema, chega-se à conclusão

que o efeito do envelhecimento de fluidos deve ser cuidadosamente observado para qualquer que seja a formulação e a natureza de seus constituintes. Ainda, devem ser considerados os dois casos citados acima, ou seja, o envelhecimento estático e o dinâmico, sendo este último, de fato, o tema que será abordado nesta monografia.

OBJETIVOS

2. Objetivos

O presente trabalho possui como objetivo a realização de estudos sobre o envelhecimento dinâmico de fluidos de perfuração com o intuito de fornecer informações necessárias para a realização de um posterior trabalho sobre a otimização de formulações já existentes.

Espera-se que os resultados obtidos possibilitem a visualização dos efeitos individuais de cada viscosificante estudado na manutenção das propriedades reológicas e na estabilidade dos fluidos de perfuração.

FUNDAMENTAÇÃO
TEÓRICA

3. Fundamentação Teórica

3.1. Aspectos Gerais

O sucesso de um poço de petróleo, ou seja, de sua estabilidade e capacidade de produção, depende consideravelmente das propriedades do fluido de perfuração utilizado. Como já dito anteriormente, o custo do fluido em si é relativamente baixo, sendo a sua manutenção um fator mais importante (Melo, 2008). Apenas para se ter uma idéia de seu papel na perfuração de um poço, pode-se citar que a quantidade de dias necessários para perfurar a profundidade exigida para alcançar a reserva de óleo depende da taxa de penetração da broca e da prevenção de atrasos causados, por exemplo, pela perda de circulação e da prisão da broca de perfuração, fatores esses que são completamente influenciados pelas características do fluido escolhido.

Além disso, vale salientar que, devido à sua penetração nas formações rochosas, o fluido de perfuração possui uma certa influência no meio que circunda o poço o que acaba por influenciar, também, a produtividade do poço em si (Darley, 1988).

Os fluidos de perfuração começaram a ser utilizados na indústria petrolífera por volta de 1901 no poço de *Spindletop* no Texas, EUA, e a partir desse momento seu desenvolvimento e aperfeiçoamento vem sendo abordado intensamente pelos especialistas da área, buscando sempre o ponto de equilíbrio entre seu custo e performance técnica, sem desprezar as exigências ambientais ditadas pelo governo (Darley, 1988).

O efeito da alta temperatura registrada no fundo dos poços nas propriedades dos fluidos de perfuração se tornou evidente por volta de 1930 quando defloculantes do tipo fosfato e polifosfato desidratados foram utilizados como afinantes. Tais afinantes sofrem degradação térmica a temperaturas em torno de 150 (65°C) e 200°F (93°C) se tornando ineficientes quando a temperatura do poço ultrapassa esses limites (Darley, 1988).

3.2. Funções dos Fluidos de Perfuração

Várias características são consideradas como obrigatórias aos fluidos de perfuração. Historicamente, a primeira função do fluido de perfuração era servir como meio para remoção dos cascalhos gerados devido à perfuração das formações rochosas, no entanto,

nos dias de hoje leque de funções dos fluidos de perfuração foi expandido atribuindo uma importância fundamental ao mesmo (Thomas, 2001).

Algumas dessas funções são listadas abaixo:

- Alívio da pressão da tubulação sobre a broca: Devido às rochas reservatórios onde o petróleo se encontra estarem localizadas, normalmente, muito distantes da superfície, centenas de metros de tubulação são usados para a perfuração. Todo o seu peso pode chegar a algumas dezenas de toneladas, exercendo uma elevada pressão sobre a broca. O fluido de perfuração, através do efeito do empuxo, alivia essa pressão uma vez que a tubulação irá “flutuar” através do mesmo (Thomas, 2001).
- Resfriamento e lubrificação da coluna de perfuração e broca: Assim como citado acima, o peso da tubulação utilizada durante a perfuração é muito elevado e, em conjunto com a rotação da broca e a fricção entre a coluna e as paredes do poço, o atrito gerado será enorme, e, conseqüentemente, a geração de calor dentro do poço também o será, deixando clara a necessidade de resfriamento do equipamento e da redução desse atrito através de sua lubrificação (Thomas, 2001).
- Transporte do cascalho para a superfície: Como conseqüência da perfuração do poço, pedaços de rocha, chamados de “corte” ou “cascalho”, são liberados podendo bloquear ou atrasar a perfuração devido à sua sedimentação. O fluido de perfuração funciona, nesse caso, como um meio de transporte deste corte, levando todo o cascalho liberado para a superfície através da sua circulação no meio anular (Thomas, 2001).
- Estabilidade das paredes do poço: Até alcançar as formações rochosas onde se encontra o petróleo, o poço passa por várias camadas subterrâneas de diferentes composições, de forma que é importante que o fluido interaja o mínimo possível com cada uma delas a fim de evitar, por exemplo, o desmoronamento das paredes do poço que pode causar a prisão da coluna e impedir ou atrasar a perfuração. Como

ilustração, pode ser citada uma perfuração que utilize fluido base água e que passe por uma formação que seja composta, basicamente, de sal. Devido à afinidade entre o sal e a água, é natural que haja uma certa diluição do mesmo na água, no entanto, esta diluição deve ser controlada a fim de evitar o enfraquecimento das paredes do poço e o seu conseqüente desmoronamento, como já citado (Darley, 1988).

- Controle de infiltração e de pressão: É função do fluido de perfuração fornecer a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso das paredes do poço. Uma vez que os fluidos das formações possuem um certo grau de pressão, é natural que eles tendam a escoar para regiões onde a pressão seja menor (lei da conservação de momento), no entanto não é de interesse da indústria que esses fluidos escurram descontroladamente para a superfície, já que o objetivo é sempre obter um processo que seja devidamente controlado (Thomas, 2001). Sendo assim, o fluido de perfuração deve exercer uma pressão hidrostática tal que evite tal escoamento. No entanto, vale ressaltar que, assim como os fluidos das formações podem escorrer para o poço devido ao gradiente de pressão, o fluido de perfuração também pode se infiltrar nas formações se sua pressão for muito superior àquela já citada, e, de fato, isto deve ser evitado ao máximo pelas seguintes razões: Se a infiltração for muito grande o acúmulo de fluido dentro das formações pode gerar uma erupção, conhecida como *blowout*, danificando toda a estrutura do poço; o fluido pode, também, reagir com as estruturas e substâncias da formação, diminuindo a qualidade das mesmas e/ou danificando as formações e, conseqüentemente, o poço (Darley, 1988).
- Fornece informações a respeito das formações perfuradas: Geólogos examinam o cascalho que foi carregado à superfície pelo fluido para saber que tipo de formações estão sendo perfuradas no momento, assim como os técnicos de fluido de perfuração analisam o seu retorno, avaliando o quanto de água, gás ou óleo está entrando no poço.

Na indústria de petróleo, a quantidade de fluido infiltrado é chamada de *filtrado*, as

partículas sólidas do mesmo que aderem às paredes do poço formando uma estrutura impermeável que agirá como um filtro, *reboco*, e o fluxo descontrolado de fluido de perfuração para dentro das formações, *kick* (Melo, 2008).

O controle da pressão hidrostática é dado, basicamente, pela densidade do fluido, e o volume de filtrado será controlado através da adição de substâncias viscosificantes, uma vez que se sabe que quanto maior for a viscosidade do fluido, menor o volume de filtrado.

3.3. Propriedades dos fluidos de Perfuração

Assim como a maioria dos temas abordados na engenharia química, os fluidos de perfuração possuem certas propriedades físico-químicas que devem ser cuidadosamente controladas, através do uso de aditivos, a fim de que o objetivo seja alcançado com plena satisfação.

Algumas dessas propriedades são, de certa forma, genéricas, sendo válidas para qualquer que seja o fluido de perfuração, no entanto outras são específicas para cada tipo de fluido formulado. Normalmente, as propriedades físicas são as que possuem esse caráter mais genérico, como por exemplo, os parâmetros reológicos e de filtração, a densidade e a força gel, entre outros. De forma semelhante, tem-se que as propriedades químicas são mais específicas para cada fluido, como, por exemplo, a concentração hidrogeniônica, pH, os teores de cloreto e de outras substâncias.

Uma breve explicação sobre algumas das propriedades mais comumente analisadas atualmente será dada logo em seguida.

3.3.1. Densidade

A densidade é definida como peso por unidade de volume e na indústria petrolífera ela é normalmente expressa em libras por galão (Fox, 2004).

Pensando na segurança do poço, existe uma tendência natural de se manter a densidade do fluido bem acima do necessário para se controlar os fluidos da formação, porém essa ação carrega várias desvantagens com ela. Pode-se citar, de início, que uma

densidade muito acima da necessária para o citado controle pode aumentar consideravelmente a densidade nas paredes do poço, a ponto de atingir o limite de fratura máximo do mesmo, o que é conhecido como *fratura induzida*. Após essa fratura, irá ocorrer a infiltração do fluido nas formações (Melo, 2008).

Outra desvantagem de grande importância é a redução da taxa de penetração da broca devido à densidade excessiva do fluido e também aumenta a possibilidade da prisão da coluna por diferencial de pressão (Darley, 1988).

Algumas substâncias específicas são utilizadas para aumentar a densidade do fluido de perfuração, como, por exemplo, a baritina (BaSO₄), que possui densidade de, aproximadamente, 4,25, enquanto a densidade dos sólidos perfurados é em torno de 2,6, indicando que a baritina pode ser preferenciada devido à necessidade de uma quantidade menor de sólidos para atingir uma densidade dada (Mohammed, 1990).

Para reduzir a densidade dos fluidos à base de água, dilui-se com água (densidade 1,00) ou óleo diesel (densidade 0,82), dependendo do tipo de fluido (Melo, 2008).

3.3.2. Propriedades de Filtração

Assim como já citado, é essencial que o fluido de perfuração dimensionado sele as formações porosas que foram expostas pela ação da perfuração com uma camada fina e de baixa permeabilidade de sólidos, *reboco*.

Para que tal reboco seja formado, é essencial que a granulometria dos sólidos seja sensivelmente menor que a espessura dos poros da formação. Essas partículas se infiltram na formação tampando as pequenas passagens enquanto que partículas maiores são retidas na superfície da parede, de forma que, após um curto período de tempo, todo o sistema funcionará como um filtro permitindo a passagem apenas de uma pequena quantidade de água (Melo, 2008).

A taxa de filtração, assim como a espessura do reboco, depende das condições de operação do sistema, ou seja, se a perfuração está ocorrendo (regime dinâmico) ou, por algum motivo, como a troca da broca, por exemplo, não (regime estático) (Darley, 1988).

Tal conclusão é óbvia quando se percebe que em um regime dinâmico a superfície do reboco está sob constante erosão devido ao fluxo de fluido, o que não ocorre em um

sistema estático. No entanto, devido à inviabilidade técnica, a maioria dos experimentos são rodados em regime estático e seus resultados são adaptados para um sistema dinâmico, o que permite apenas uma previsão aproximada do comportamento filtrante do fluido.

De qualquer forma, a permeabilidade do reboco pode ser precisamente calculada através do método estático, sendo esse um fator de extrema importância para a situação citada.

3.3.3. Viscosidade

É, sinteticamente, a medida da resistência do fluido para fluir, ou seja, é uma análise de sua consistência. Tal grandeza deve ser suficientemente elevada a ponto de manter a baritina e outros sólidos em suspensão e assegurar o transporte dos cascalhos para fora do poço.

Vale ressaltar que o nível de importância da viscosidade varia de acordo com o tipo de fluxo, onde, para um fluxo laminar ela é extremamente importante influenciando diretamente o comportamento do escoamento, enquanto que para um fluxo turbulento o escoamento é apenas indiretamente influenciado pela viscosidade (Fox, 2004).

3.3.4. Teor de Sólido

O teor de sólidos possui uma considerável influência em outras propriedades do fluido, como a densidade e viscosidade, de forma que seu valor deve ser o menor possível, já que seu aumento implica no aumento de tais propriedades, além de aumentar, também, a ocorrência de problemas devido ao desgaste dos equipamentos (Melo, 2008).

A fim de reduzir o teor de sólidos no fluido, pode ser aplicado um tratamento tanto preventivo ou corretivo, onde o primeiro consiste em inibir o fluido, físico ou quimicamente, evitando-se a dispersão dos sólidos perfurados, enquanto que no segundo pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou mesmo diluir o fluido (Darley, 1988).

3.3.5. Concentração Hidrogeniônica – pH

O controle de alguns sistemas de fluido é baseado, simplesmente, no pH, assim como a detecção e tratamento de alguns contaminantes. Por exemplo, um fluido preparado com bentonita e água, deverá possuir um pH numa faixa entre 8 e 9, de forma que sua contaminação por cimento, por exemplo, elevaria este intervalo para 10 e 11 (Amorim, 2005).

Vários motivos explicam o controle do pH, como, por exemplo, a manutenção das suspensões argilosas e da eficácia de certos aditivos, e a redução da corrosão dos equipamentos (Amorim, 2005).

Normalmente, a medição do nível de pH do fluido é feita utilizando-se papel indicador, onde para uma certa faixa de pH, uma diferente coloração irá aparecer. O método colorimétrico não oferece resultados satisfatórios, contrariamente ao método do eletrodo de vidro.

3.3.6. Alcalinidade

A determinação das alcalinidades por métodos diretos de titulação volumétrica de neutralização considera as espécies carbonatos e bicarbonatos dissolvidos no fluido, além de íons hidroxilas dissolvidos e não dissolvidos, determinando suas quantidades (Melo, 2008).

METODOLOGIA
EXPERIMENTAL

4. Metodologia Experimental

Baseando-se no objetivo do trabalho, a metodologia utilizada será a formulação de diferentes fluidos de perfuração que já estejam de acordo com os padrões determinados pelas principais instituições da área e sua posterior análise perante as condições de envelhecimento pré-determinadas e adição de diferentes aditivos. Algumas formulações utilizadas atualmente já foram fornecidas pela UN-RN/CE Petrobras, de forma que o foco será dado nas mesmas.

Na segunda etapa do projeto será analisado o comportamento do fluido citado acima perante diferentes condições de envelhecimento, já que o tema é de suma importância para a indústria e existe a falta de dados específicos sobre o sistema escolhido na bibliografia (Mohammed, 1990).

4.1. Preparo do Sistema a ser Analisado

Para o preparo das dispersões dos fluidos base água serão utilizados componentes e concentrações normalmente presentes em fluidos reais, cujas classificações se enquadram em viscosificantes, adensantes, redutores de filtrado, alcalinizantes, floculantes, e bactericidas.

O tempo de preparo do fluido de perfuração pode durar varia entre um e dois dias devido à natureza dos viscosificantes utilizados. Inicialmente, 350ml de água destilada são colocados no copo do agitador para ser misturado com o principal viscosificante. De forma geral, adiciona-se a quantidade que será utilizada de viscosificante à água e então se agita a mistura durante 15 minutos a 18000RPM no agitador Hamilton Beach.

Após a agitação, a mistura é deixada em repouso por 24h para que seja atingido um bom grau de hidratação, fator primordial para o desempenho do viscosificante.

Logo após a hidratação os outros componentes do fluido são adicionados à mistura. Cada componente é pesado em uma balança com precisão de quatro casas decimais e adicionado, separadamente, no misturador. A influência do intervalo entre a adição de cada componente e da potência de agitação já foi estudada anteriormente por membros da base de pesquisa, de forma que o processo já se encontra otimizado. Seus valores são de 10 minutos de intervalo entre cada componente e 18000 RPM para a potência de agitação (Melo, 2008). Seguindo-se tais recomendações, o tempo de preparo do fluido é de, aproximadamente, quarenta minutos.

A quantidade de cada componente específico é a mesma para todos os fluidos, alterando-se apenas o viscosificante utilizado. Na Tabela 01 é mostrada a composição de cada fluido. Vale ressaltar que a etapa de hidratação não é necessária para os fluidos a base de CMC.

Fluido	Viscosificante	Componentes em Comum
FP I	3g CMC	15,75g NaCl + 10g Calcita Branca
FP II	3g Goma Xantana	+ 6g Polímero Catiônico + 1g Óxido de
FP III	17,5g Bentonita	Magnésio + 4 gotas Antibactericida

Tabela 01 – Composição dos fluidos estudados



Figura 01 – Misturador Hamilton Beach-Fann

4.2. Análise Reológica

A análise reológica dos fluidos é feita antes e após o envelhecimento. Para tal, é utilizado o viscosímetro FANN que utiliza o sistema de cilindros coaxiais e fornece leituras do grau de torção para diferentes rotações (L_{600} , L_{300} , L_{200} , L_{100} , L_6 e L_3 , que representam a leitura da torção às velocidades de 600, 300, 200, 100, 6 e 3 RPM, respectivamente).

Antes da medição o fluido é agitado durante 5 minutos após ter sido deixado em repouso até atingir a temperatura ambiente. Em relação à medida, o cisalhamento é mantido até que a leitura se torne estável. Em casos em que isso não aconteça, são tomadas as medidas referentes ao pico. Com os valores para cada rotação se pode determinar a viscosidade plástica, aparente, e o limite de escoamento. As medições da força gel inicial e final são feitas se observando o valor máximo do ângulo obtido na velocidade de 3RPM após o fluido ter sido deixado em repouso por 10 segundos e 10 minutos, respectivamente.

Os parâmetros reológicos são calculados através de fórmulas simples que envolvem as medições dos ângulos de torção, o que é mostrado na tabela 02. Essas fórmulas são estabelecidas pela norma N-2605 da Petrobras.

Propriedade	Fórmula	Unidade
Viscosidade Aparente (VA)	$L_{600}/2$	Centipoise (cP)
Viscosidade Plástica (VP)	$L_{600} - L_{300}$	Centipoise (cP)
Limite de Escoamento (LE)	$L_{300} - VP$	lbf/100ft ²
Gel Inicial (GI)	L_3 após 10s	lbf/100ft ²
Gel Final (GF)	L_3 após 10min	Lbf/100ft ²

Tabela 02 – Fórmulas para cálculo das propriedades reológicas baseadas nas medições do viscosímetro FANN



Figura 02 – Viscosímetro da Fann

4.3. Ensaios de Densidade

Devido à impossibilidade de um controle rígido de temperatura no método picnométrico, a medição da densidade dos fluidos de perfuração será realizada no tensiômetro Kruss. A metodologia é determinada pelo próprio aparelho que fornece as instruções de forma “passo-a-passo”.

O equipamento possui um kit específico para a determinação da densidade, e é constituído de uma sonda de medição com peso padrão e de um gancho para sustentação da sonda.

A medição utiliza o fato que, como resultado da flutuabilidade de um sólido em um líquido, o peso medido em um líquido é menor do que aquele medido no ar. A massa de volume de líquido deslocado pela sonda de medição corresponde exatamente à diferença de peso. Se a densidade da sonda de medição é então conhecida, a densidade do líquido pode ser obtida através da pesagem diferencial.

O resultado é fornecido diretamente sem a necessidade da realização de cálculos. De qualquer forma, segue abaixo a equação utilizada pelo programa:

$$\rho_L = \rho_{MP} * \frac{G_{MPA} - G_{MPL}}{G_{MPA}}$$

Onde ρ_L é a densidade do líquido, ρ_{MP} a densidade da sonda de medição, G_{MPA} o peso da sonda de medição, no ar, e G_{MPL} o peso da sonda de medição no líquido (Melo, 2008).



Figura 03 – Tensiômetro Krüss

4.4. Envelhecimento dinâmico a diferentes temperaturas

O procedimento para o envelhecimento do fluido será baseado na norma API. Ela

cita que para o envelhecimento dinâmico, o fluido deve ser deixado em constante cisalhamento durante dezesseis horas, e tanto a temperatura como a velocidade de cisalhamento pode variar.

De início, a pressão será avaliada apenas para um set, sendo esta a pressão atmosférica, já que na bibliografia consultada consta que o efeito da pressão no envelhecimento de fluidos base água não é tão significativo (Mohammed, 1990).



Figura 04 – Células de envelhecimento para alta e baixa pressão



Figura 05 – Estufa Roller Oven para teste de envelhecimento

Antes da realização de qualquer um dos procedimentos citados acima, o fluido a ser analisado é agitado no misturador Beach durante 5 minutos em velocidade pré-determinada no intuito de “reativar” o fluido, já que, possivelmente, algumas partículas do mesmo poderão ter sedimentado devido ao tempo em que o mesmo passa estagnado.

Este trabalho envolve quatro etapas experimentais principais, que são a preparação do fluido de perfuração, sua análise reológica e de estabilidade e seu envelhecimento. Na tabela 03 serão mostrados os reagentes e equipamentos utilizados em cada uma dessas etapas com suas respectivas funções e usos.

Reagentes e Equipamentos	Função ou Uso
Goma Xantana	Viscosificante
Bentonita	Viscosificante
Carboximetilcelulose (CMC)	Viscosificante
Polímero catiônico	
NaCl	
Calcita Branca	Dar peso
Antibactericida	Evitar o crescimento de bactérias
Óxido de Magnésio	Ajustar o pH
Agitador Hamilton Beach®	Misturar os componentes
RollerOven Tecnal	Envelhecer o fluido dinâmica e estaticamente
Células de Envelhecimento	Armazenar o fluido durante o envelhecimento
Viscosímetro FANN	Analisar os parâmetros reológicos
Analizador de Estabilidade Lumisizer	Analisar o grau de sedimentação
Picnômetro	Medir a densidade

Tabela 03 – Lista de reagentes e equipamentos utilizados na etapa experimental

4.5. Análise de estabilidade

A análise de estabilidade é feita antes e depois do envelhecimento. O equipamento utilizado para a análise é o analisador de dispersões Lumisizer que funciona com uma centrífuga, permitindo o controle da temperatura e da rotação do sistema. Ele é capaz de realizar várias medições, entre elas a da movimentação do menisco da amostra que separa a fase turva da mais clara. O seu princípio é o mesmo utilizado em sedimentações estáticas, no entanto, a utilização da centrífuga permite obter resultados de forma mais rápida, acelerando o processo de sedimentação.

O fluido é agitado durante 5 minutos antes da análise para, então, ser coletada uma pequena amostra que é preenchida na cubeta específica para os testes que serão realizados (Melo, 2008). A duração do teste é função dos parâmetros determinados, e é cerca de 60 minutos. Os parâmetros escolhidos são listados na tabela 04.

Parâmetro	Valor
Número de Perfis	255

Intervalo entre cada perfil	14 segundos
Rotação	1500 RPM
Fator de Luz	1,0
Temperatura	25°C

Tabela 04 – Parâmetros de funcionamento do analisador de dispersões Lumisizer

4.6. Envelhecimento

O envelhecimento do fluido de perfuração é feito no Rolleroven da Tecnal. Basicamente, o fluido é inserido na célula de envelhecimento, após ter sido agitado por 5 minutos, e posicionado no equipamento onde será ajustada a temperatura para 71°C (160°F). A rotação pode variar entre 0 e 600RPM.

Neste trabalho foram testadas velocidades de 150 e 250RPM. O fluido é deixado no equipamento durante 16h após as quais são realizadas novamente as análises.

**RESULTADOS E
DISCUSSÕES**

5. Resultados e Discussões

5.1. Reologia

As figuras de 6 a 10 mostram os resultados experimentais obtidos do efeito do envelhecimento dinâmico nas propriedades reológicas. As condições de envelhecimento descritas, 1, 2 e 3, representam o fluido antes do envelhecimento e após o envelhecimento a 150 e 250 RPM, respectivamente.

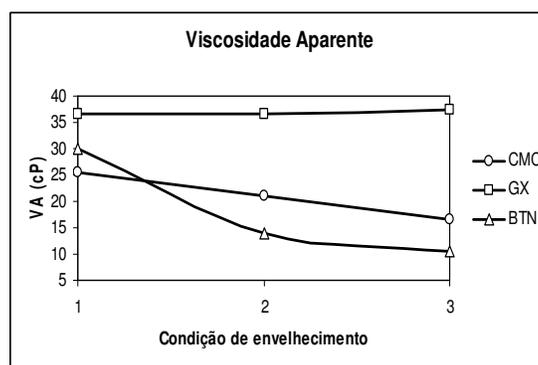


Figura 06 – Variação da Viscosidade Aparente para os diferentes fluidos testados nas condições de: 1 – Novo; 2 – Envelhecido a 150RPM; 3 – Envelhecido a 250RPM.

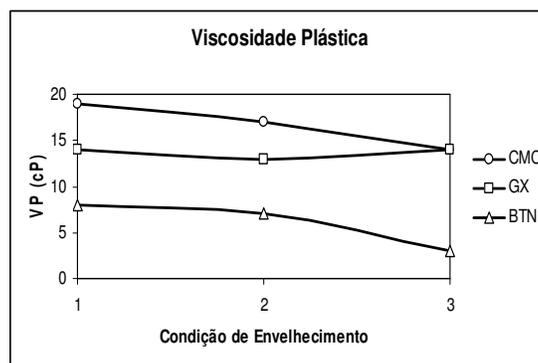


Figura 07 – Variação da Viscosidade Plástica para os diferentes fluidos testados nas condições de: 1 – Novo; 2 – Envelhecido a 150RPM; 3 – Envelhecido a 250RPM.

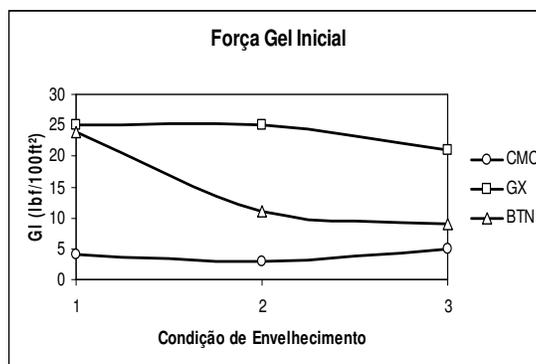


Figura 08 – Variação da Força Gel Inicial os diferentes fluidos testados nas condições de:
1 – Novo; 2 – Envelhecido a 150RPM; 3 – Envelhecido a 250RPM.

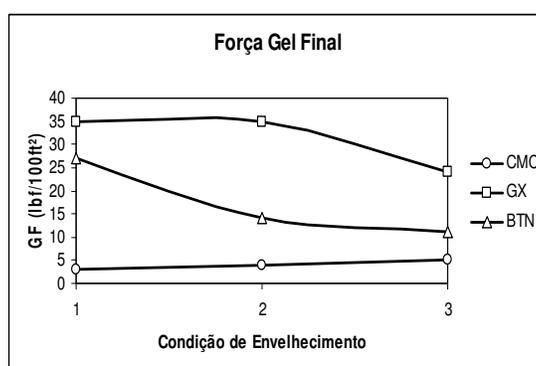


Figura 09 – Variação da Força Gel Final para os diferentes fluidos testados nas condições de:
1 – Novo; 2 – Envelhecido a 150RPM; 3 – Envelhecido a 250RPM.

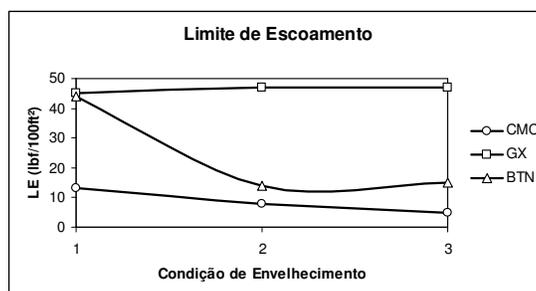


Figura 10 – Variação do limite de escoamento para os diferentes fluidos testados nas condições de:
1 – Novo; 2 – Envelhecido a 150RPM; 3 – Envelhecido a 250RPM.

Verificou-se que, independente da velocidade de rolamento, o fluido formulado com Goma Xantana manteve a maioria de suas propriedades reológicas, não havendo nenhuma mudança significativa na maioria delas, sendo a sua Força Gel Final a exceção. A mesma sofreu um decaimento sensível após o envelhecimento a 250 RPM.

Para os fluidos à base de CMC e Bentonita foi verificado um decaimento progressivo de suas propriedades reológicas com o envelhecimento, que se mostrou mais expressivo com o aumento da

velocidade de rolamento. O fluido à base de bentonita se mostrou mais sensível ao envelhecimento dinâmico que o formulado com CMC, assumindo valores de Viscosidade Aparente menores que os do CMC mesmo para 150RPM.

5.2. Estabilidade

Os resultados experimentais referentes ao efeito do envelhecimento dinâmico na estabilidade do sistema são mostrados nos gráficos das figuras 11, 12 e 13.

Assim como o constatado para as propriedades reológicas, o fluido preparado com Goma Xantana se mostrou o mais termicamente estável entre os três analisados, independente do cisalhamento imposto, não havendo nenhuma modificação em seu grau de sedimentação, ou seja, não houve movimentação do menisco durante o período de análise.

Em relação ao fluido preparado com bentonita, foi constatado que mesmo antes do envelhecimento o fluido já se mostrava bastante instável, atingindo elevados graus de sedimentação ao fim de cada análise. O menisco atingia o nível máximo de compactação rapidamente. Este comportamento se manteve com a mesma intensidade após o envelhecimento.

O fluido preparado com CMC apresentou um comportamento intermediário, mostrando-se relativamente estável antes do envelhecimento e perdendo esta característica proporcionalmente ao cisalhamento imposto durante o envelhecimento.

Percebe-se que a movimentação do menisco se dá suavemente, no caso da velocidade de 250RPM o limite de sedimentação só foi atingido ao fim do tempo de análise.

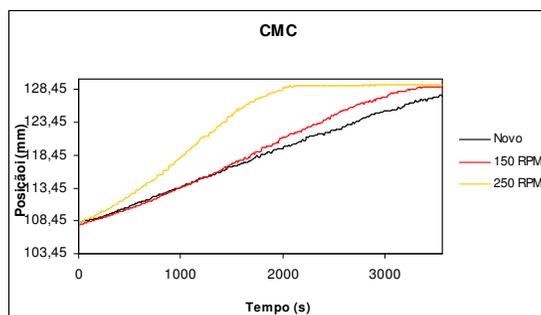


Figura 11 – Variação da estabilidade para os diferentes fluidos testados

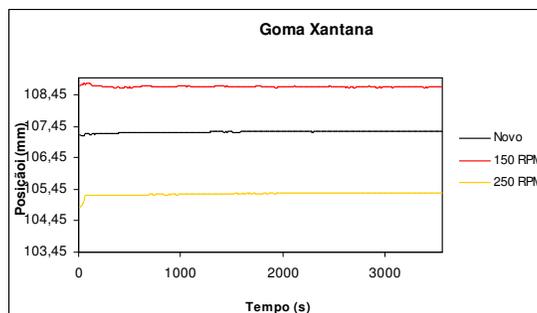


Figura 12 – Variação da estabilidade para os diferentes fluidos testados

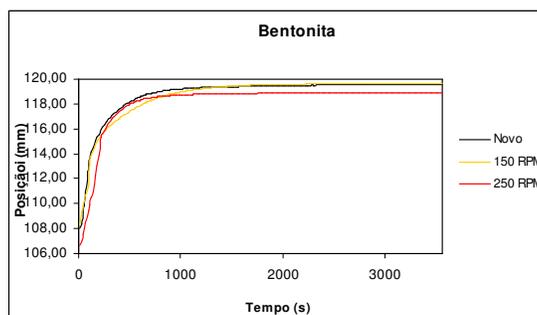


Figura 13 – Variação da estabilidade para os diferentes fluidos testados

Percebe-se, de uma forma geral, que há uma queda nas características do fluido de perfuração quando o mesmo é sujeito a um certo período de cisalhamento, e, também, que a velocidade do mesmo também possui uma influência considerável, uma vez que mesmo com uma diferença de apenas 100 RPM o efeito, do envelhecimento foi mais importante quando a rotação do sistema era de 250 do que 150 RPM.

Em relação à estabilidade dos mesmos, o efeito é semelhante. O fluido possui uma estabilidade relativamente alta antes do envelhecimento, e essa característica vai decaindo conforme o processo de envelhecimento avança e conforme a velocidade de rotação aumenta, fato que é explicado devido à quebra da estrutura coloidal proveniente do cisalhamento contínuo.

Tendo em vista os resultados obtidos, uma sugestão para um novo trabalho é a realização de testes com novas substâncias que possam vir a diminuir esta suscetibilidade térmica do fluido de perfuração, principalmente em relação à sua estabilidade, uma vez que o custo de manutenção do fluido é muito mais expressivo quando este é o problema do que quando os parâmetros reológicos se degradam.

CONCLUSÃO

6. Conclusão

O trabalho segue uma linha de pesquisa bastante interessante e de suma importância à indústria petrolífera, uma vez que ela auxilia na manutenção dos fluidos de perfuração no campo, fornecendo aproximações de seus comportamentos durante a perfuração.

Com os resultados obtidos se pode concluir que fluidos utilizando Goma Xantana como principal viscosificante são termicamente mais estáveis em relação à reologia, sofrendo baixos níveis de degradação mesmo com a rotação mais elevada estudada. Ambos os fluidos formulados com CMC e Bentonita possuem uma perda considerável de suas características reológicas, com o fluido preparado com bentonita sendo o mais sensível entre eles.

Em relação à estabilidade, o fluido preparado com Goma Xantana se mostrou novamente o mais termo-resistente, não sofrendo nenhum decaimento após o envelhecimento.

O fluido onde a bentonita atua como principal viscosificante possui baixa estabilidade mesmo antes do envelhecimento, atingindo o grau máximo de compactação rapidamente, de forma que não se pode concluir, através dos experimentos realizados, se há uma queda em sua estabilidade devido ao envelhecimento. É de se esperar, no entanto, que isto seja verificado devido à relação entre a reologia do fluido e seu grau de sedimentação.

O fluido contendo CMC como principal viscosificante mostrou um aumento em seu grau de sedimentação proporcional ao cisalhamento aplicado durante o envelhecimento.

Dessa forma, verifica-se que os fluidos a base de água que utilizam CMC e Bentonita são altamente suscetíveis à degradação térmica e o aumento do cisalhamento contribui significativamente para esta degradação, enquanto que os fluidos que utilizam Goma Xantana possuem um nível de degradação desprezível, sendo, portanto, aconselhável o seu uso em perfurações que atinjam temperaturas mais elevadas, já que seu baixo nível de degradação geraria gastos de manutenção relativamente menores que os fluidos que utilizam CMC e Bentonita, isso se levando em consideração apenas a degradação térmica do fluido.

Um trabalho posterior para o estudo da viabilidade técnica da utilização de Goma Xantana como agente termo-estabilizante para fluidos de perfuração à base de água seria interessante.

REFERÊNCIAS
BIBLIOGRÁFICAS

7. Referências Bibliográficas

- AMORIM, L. V., FARIAS K. V., VIANA J. D., BARBOSA M. I. R., PEREIRA E., K. B., FRANÇA H. L. LIRA, FERREIRA H. C. *Fluidos de Perfuração à Base de Água. Parte I: Efeitos de Aditivações Poliméricas nas Propriedades Reológicas*. Revista Cerâmica. São Paulo, 2005.
- AMORIM, L. V.; GOMES, C. M.; SILVA, F. L. H.; FERREIRA, H.C. *Comportamento reológico de dispersões de argilas bentoníticas: efeitos do tipo de ferramenta, velocidade e tempo de agitação*. Revista Cerâmica. São Paulo, v. 48, n. 308, p. 234-238, 2002.
- DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.
- MELO, K. C., *Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água*. Dissertação de Mestrado, UFRN, Natal, setembro de 2008.
- MOHAMMED S. A., *The effect of high temperature and aging on water-base drilling fluids*, Dissertação de Mestrado, King Fahd University of Petroleum and Minerals, Arábia Saudita, junho de 1990.
- THOMAS, J. E., organizador. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência, Petrobras, Rio de Janeiro, 2001.
- FOX, R. W.; MCDONALD, A.T.; PRITCHARD, P.J. *Introduction to Fluid Mechanics*. Sixth Edition, John Wiley & Sons, INC, United States of America, 2004.