



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA
Graduação em Engenharia Química



**ESTUDO REOLÓGICO DE FLUIDOS OLEFÍNICOS DE PERFURAÇÃO DE POÇO
DE PETRÓLEO**

Lucas Freitas Ribeiro de Sá

Orientador: Prof. Dr. Fábio de Oliveira Arouca

Uberlândia - MG

2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA
Graduação em Engenharia Química



**ESTUDO REOLÓGICO DE FLUIDOS OLEFÍNICOS DE PERFURAÇÃO DE POÇO
DE PETRÓLEO**

Lucas Freitas Ribeiro de Sá

Orientador: Prof. Dr. Fábio de Oliveira Arouca
Nara Brandão Costa Santos

**Monografia de graduação apresentada
à Universidade Federal de Uberlândia
como parte dos requisitos necessários
para a aprovação na disciplina
Trabalho de Conclusão de Curso do
curso de Engenharia Química.**

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho aos meus pais, familiares e amigos, que sempre acreditaram e me apoiaram nesta trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais José Maria Ribeiro de Sá, Marli de Freitas Ribeiro de Sá, aos meus irmão Davi Freitas Ribeiro de Sá e Daniel Freitas Ribeiro de Sá e a toda minha família que, com muito carinho, proporcionaram as melhores condições para meu desenvolvimento.

Agradeço aos professores que dedicam a vida à nobre missão de construir nos outros a capacidade de se superarem, desenvolverem e aprenderem. Em especial ao Professor Fábio Arouca pela confiança, oportunidade e amizade.

Agradeço à doutoranda Nara Brandão Costa Santos, à Flavia Fagundes e todos os companheiros de laboratório pela contribuição, pela orientação, disponibilidade e atenção quando sempre precisei, todo auxílio necessário, pela amizade e confiança.

Agradeço a todos meus amigos que sempre me apoiaram e eram o ombro amigo nas horas que precisava.

À todos que amo, minha gratidão.

“Sonho que se sonha só
É só um sonho que se sonha só
Mas sonho que se sonha junto é realidade”

Raul Seixas

SUMÁRIO

1. RESUMO	- VII -
2. ABSTRACT	- VIII -
3. INTRODUÇÃO	- 1 -
4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	- 4 -
2.1 FLUIDOS	- 4 -
2.1.1 FLUIDOS NEWTONIANOS	- 5 -
2.1.2 FLUIDOS NÃO NEWTONIANOS	- 6 -
2.2 MODELOS MATEMÁTICOS	- 14 -
5. METODOLOGIA	- 16 -
3.1 CARACTERIZAÇÃO DO FLUIDO	- 16 -
6. RESULTADOS	- 21 -
4.1 REOLOGIA	- 21 -
7. CONCLUSÕES	- 28 -
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	- 29 -

RESUMO

Cada vez mais a exigência por energia e materiais plásticos impulsionam o desenvolvimento tecnológico para o aumento da eficiência de extração da respectiva matéria prima: o petróleo. Com isso, uma etapa de grande importância para a obtenção desse óleo fóssil é o processo de perfuração de poço de petróleo, a qual se faz necessário o uso de um fluido de perfuração para manter a estabilidade das paredes do poço, tal como carrear os cascalhos para a superfície do poço. Para desempenhar tais funções, o fluido de perfuração deve ter comportamento reológico pseudoplástico, ou seja, apresentar baixa resistência ao escoamento quando submetido a altas taxas de deformação. Nesse contexto, esse trabalho objetiva-se avaliar as propriedades reológicas de dois fluidos olefinicos reais de perfuração de poço de petróleo que, de acordo com a empresa que os disponibilizou, devem seguir o comportamento pseudoplástico. Os fluidos foram estudados em viscosímetro com spindle em geometria cone-placa em condições normais de temperatura e pressão em diferentes análises reológicas, sendo elas por meio do diagrama de viscosidade, pico de tensão e tixotropia. Tais análises permitem avaliar e classificar o caráter reológico dos fluidos. Dessa forma, foi possível confirmar o caráter pseudoplástico e tixotrópico dos fluidos e admitir a sua importância para uma perfuração eficiente nos poços de petróleo que estão preenchidos com essa suspensão.

Palavras Chave: fluido de perfuração, pseudoplástico, tixotrópicos, reologia.

ABSTRACT

The demand for energy and plastic materials is increasingly driving technological development to increase the efficiency of extraction of the respective raw material: oil. That way, a very important step to obtain this fossil oil is the oil well drilling process, which requires the use of a drilling fluid to maintain the stability of the well walls, such as carrying the cuttings to the surface of the well. To perform these functions, the drilling fluid must have a pseudoplastic rheological behavior, that is, it must have low resistance to flow when subjected to high deformation rates. In this context, this work aims to evaluate the rheological properties of two real olefinic fluids from oil well drilling that, according to the company that made them available, should follow the pseudoplastic behavior. The fluids were studied in a spindle viscometer in cone-plate geometry under normal conditions of temperature and pressure in different rheological analyses, using the viscosity diagram, peak stress and thixotropy. Such analyzes allow evaluating and classifying the rheological character of fluids. That way, it was possible to confirm the pseudoplastic and thixotropic character of the fluids and admit their importance for efficient drilling in oil wells that are filled with this suspension.

Key-words: drilling fluid, pseudoplastic, thixotropic, rheology.

1. INTRODUÇÃO

Desde a antiguidade, no Oriente Médio, o petróleo surgia de maneira natural e ele era usado por vários povos para colar ladrilhos e pedras e até engraxar couros. Posteriormente, passou a servir para o embalsamento e para lubrificar as rodas das carruagens. Ao petróleo são atribuídas as propriedades laxantes, cicatrizantes, antissépticas e, por isso, foi usado também para fins medicinais. No entanto, a exploração comercial do petróleo só se iniciou em meados de 1850, substituindo outros compostos, como óleo de baleia e querosene, por exemplo. (Thomas, 2001)

No Brasil entre os anos 1897 e 1915, instalou-se a Stantard Oil, a Shell e a Texaco, e após a década 20 a importação de combustível aumentou rapidamente para suprir o crescimento da indústria. Atualmente a produção de petróleo continua crescendo, segundo a Petrobras, para 2020 a expectativa era uma exploração quase dobrada comparada com 2013, e que de fato foi confirmada, conforme os dados apresentados na Figura 1.1.

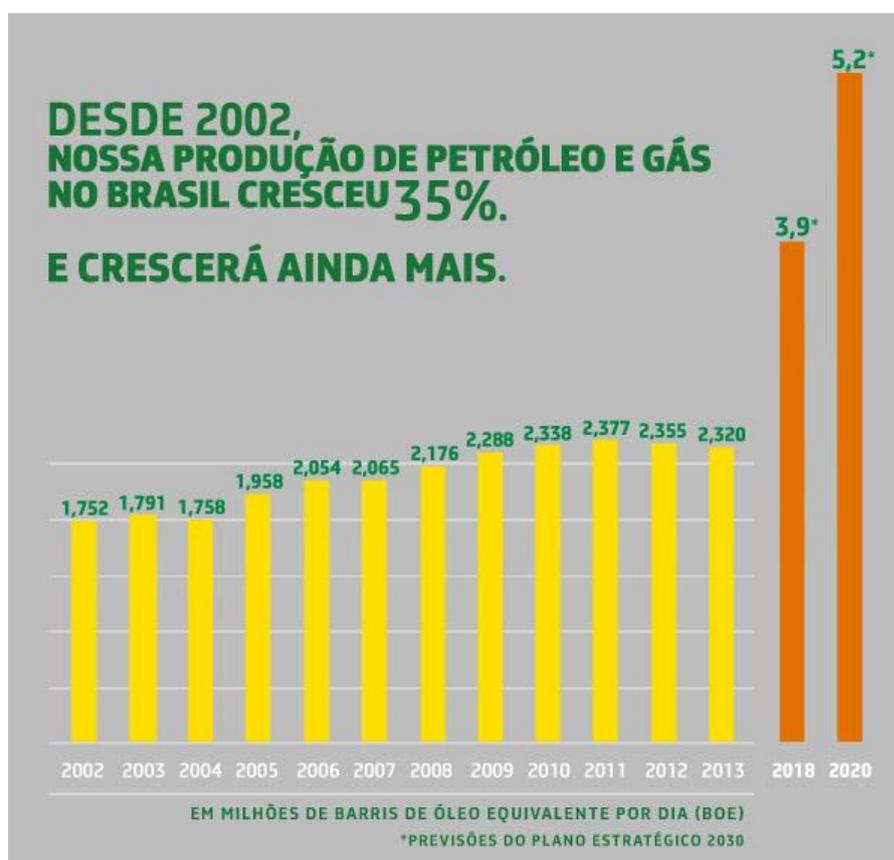


Figura 1.1 – Produção de petróleo e gás no Brasil (PETROBRAS, 2014).

Em vista desse crescimento na exploração de petróleo, observa-se uma demanda de investimento nas áreas de infraestrutura e suporte, produção e exploração, a fim de acompanhar a produção de petróleo. Um destes investimentos no processo de exploração é na melhoria do fluido de perfuração de poço de petróleo e gás natural que, segundo Thomas (2001) e Caenn et al. (2011), dispõe das seguintes funções:

- transportar eficientemente até a superfície os cascalhos gerados durante a perfuração do poço;
- resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca;
- exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (kick) e estabilizar as paredes do poço;
- reduzir as fricções entre os equipamentos utilizados na perfuração e nas paredes do poço;
- formar uma pequena torta de filtrado com baixa permeabilidade; e
- manter os sólidos em suspensão durante as paradas de circulação do fluido (paradas de manutenção).

Thomas (2001) apresenta que a lama de perfuração - que é constituída por base fluida (aquosa, aerada, óleo, sintética, ou uma mistura delas) e por sólidos - pode ter características de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, a depender do estado físico de seus componentes, e sua formulação está vinculada as condições de operação de cada poço de exploração. O fluido é bombeado por dentro da broca e retorna para a superfície pelo espaço anular entre a broca e as paredes do poço, conforme apresenta a Figura 1.2.

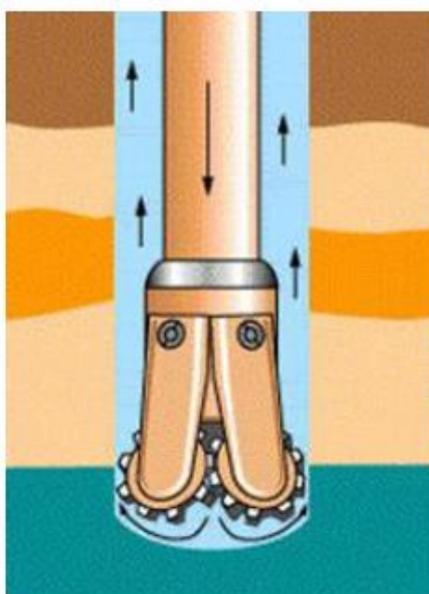


Figura 1.2 – escoamento do fluido de perfuração (ELER, 2012).

Quando ocorrem paradas operacionais preventivas ou corretivas, o perfil de concentração de sólidos no fluido de perfuração apresenta mudanças devido à sedimentação de partículas, e pode causar riscos (Gandelman et al., 2008).

Dessa forma, o fluido deve comportar tais alterações e não comprometer a operação. Por isso, o fluido de perfuração tem propriedades reológicas pseudoplásticas. Isso significa que em elevadas taxas de deformação, há redução da viscosidade aparente do fluido facilitando o carregamento dos cascalhos, em contrapartida, em situações em que a circulação é cessada, o aumento da viscosidade aparente minimiza a sedimentação dos sólidos perfurados e constituintes do fluido, evitando assim que ocorra o aprisionamento e o aumento excessivo do torque da broca no retorno operacional do sistema (SKALLE, 2011).

Neste cenário, análise de fluidos e avaliação de seu comportamento reológico é importante para a compreensão do processo de perfuração de um poço de petróleo. Foi escolhido no presente estudo dois fluidos de perfuração de poço de petróleo originais da Petrobras para análise reológica.

Dessa maneira, esse trabalho visa melhor entender o comportamento de cada um desses fluidos durante o processo de perfuração de um poço de petróleo, avaliando suas características reológicas de fluidos não-newtonianos pseudoplásticos.

Para isso, foram realizados diversos testes de reologia em diversas taxas a condições normais de temperatura e pressão com o objetivo de entender o comportamento reológico dos fluidos, que por sua vez, foram embasados nas análises do reograma, tixotropia e pico de tensão, respectivos de cada fluido

Os testes foram feitos com o objetivo de identificar a viscosidade aparente no estado estacionário de cada taxa aplicada, verificar o caráter pseudoplástico, tensão de cisalhamento após diferentes pausas de processo e o caráter tixotrópico do fluido.

O conteúdo do trabalho está estruturado em cinco capítulos, sendo o primeiro a introdução, o segundo a revisão bibliográfica abordando reologia de fluidos e a caracterização dos fluidos utilizados. No capítulo três são descritas as metodologias empregadas na realização dos ensaios experimentais, seguidos dos resultados e discussões obtidos apresentados no quarto capítulo. Por fim, no quinto capítulo são expostas as conclusões sobre o trabalho aplicado aos dados obtidos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse tópico serão abordados os conhecimentos sobre fluidos e reologia necessários para melhor compreensão dos fluidos de perfuração olefinicos e suas propriedades.

2.1 Fluidos

Para Machado (2002), o comportamento reológico de um fluido é a relação entre a taxa de cisalhamento e tensão cisalhante, e Wilkes (2006) complementa; são substâncias que se deformam continuamente quando submetidas a uma força tangencial cisalhante. Segundo os autores, o cisalhamento é definido em termos de taxa de deformação, que corresponde a uma mudança na velocidade de um fluxo em relação a uma distância ortogonal à direção do fluxo.

Para os autores, de modo abrangente, os fluidos são classificados em newtonianos e não-newtonianos. Conforme a figura 2.1.

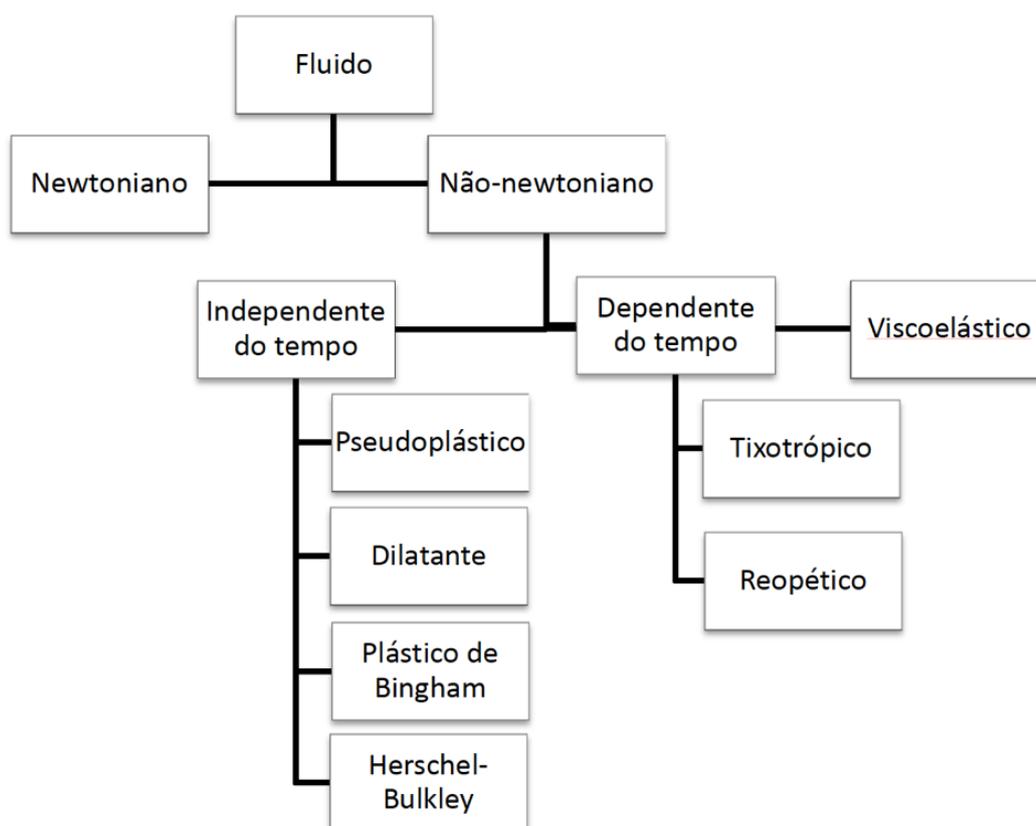


Figura 2.1: Classificação reológica de um fluido.

2.1.1 Fluidos newtonianos

Chhabra e Richardson (2008) apresentam que, a tensão de cisalhamento (τ_{yx}) de um fluido newtoniano é igual ao produto da taxa de deformação ($\dot{\gamma}_{yx}$) e da viscosidade do fluido (μ). Dessa forma, demonstra-se que a taxa de deformação também pode ser estabelecida pela razão entre o diferencial da velocidade (c) e o diferencial da espessura de um fluido (h) existente entre duas placas de mesma área que possui uma força F aplicada na placa superior, como demonstrado na Figura 2.2.

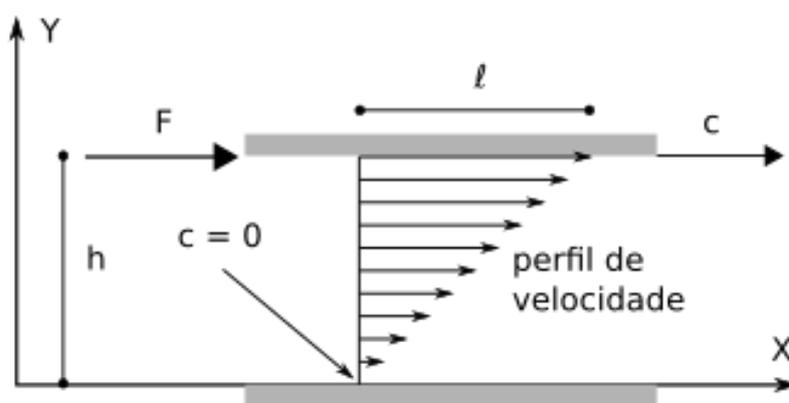


Figura 2.2 – Representação de escoamento unidimensional (adaptado de CHHABRA,2008)

Matematicamente, é possível expressar o comportamento dos fluidos newtonianos pela equação 2.1, conhecida como equação de Newton

$$\tau_{yx} = \mu \dot{\gamma}_{yx} = \mu \frac{dv_x}{dy} \quad (2.1)$$

sendo μ definida como viscosidade absoluta, que é constante. (Machado, 2002).

Também é apresentado por Chhabra e Richardson (2008) que a viscosidade de um fluido newtoniano é uma propriedade que depende somente do tipo de fluido, temperatura e pressão. Dessa forma, ao representar a curva de escoamento, em outras palavras, o reograma, ou mesmo como gráfico da tensão cisalhante *versus* a taxa de cisalhamento para um fluido newtoniano e fixado a temperatura e a pressão, tem-se uma reta inclinada partindo-se da origem com inclinação μ . De modo semelhante, Machado (2002), complementou que, a curva de viscosidade para o fluido newtoniano é caracterizada por uma reta paralela ao eixo das taxas de cisalhamento conforme a Figura 2.3.

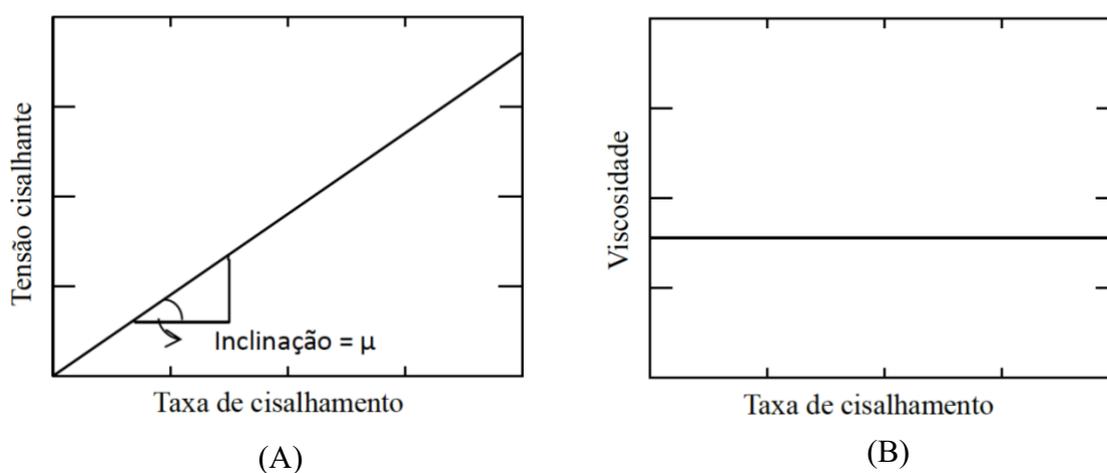


Figura 2.3: Representação gráfica de (A) uma curva de escoamento para fluido newtoniano (adaptado de CHHABRA e RICHARDSON, 2008) e (B) uma curva de viscosidade também de um fluido newtoniano (adaptado de MACHADO, 2002).

2.1.2 Fluidos não-newtonianos

De forma oposta à definição de fluidos newtonianos, os fluidos não-newtonianos possuem a relação entre tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento não constante, podendo ou não passar pela origem, ou mesmo, os que apresentam tendência linear e a curva de escoamento, necessariamente, não passa pela origem são chamados de fluidos não-newtonianos, considerando ainda temperatura e pressão constantes. A viscosidade destes tipos de fluidos só é válida para uma determinada taxa de cisalhamento.

Assim, os fluidos não-newtonianos são definidos pela Equação 2.2:

$$\tau_{yx} = \eta \dot{\gamma}_{yx} \quad (2.2)$$

sendo η a viscosidade aparente, que por sua vez, é dependente da temperatura, pressão e taxa de cisalhamento.

Segundo Chhabra e Richardson (2008), os fluidos não-newtonianos podem ser agrupados em três diferentes sub grupos:

- Fluidos independentes do tempo: possuem a viscosidade aparente constante independente da duração de aplicação da taxa de deformação, conhecidos também como puramente viscosos, inelásticos e até como fluidos newtonianos generalizados. (GNF);
- Fluidos dependentes do tempo: eles possuem a relação entre tensão e taxa de cisalhamento dependente do tempo de aplicação do cisalhamento e do histórico cinemático deles;
- Fluidos viscoelásticos: eles exibem características tanto de fluidos ideais e de sólidos elásticos, além de apresentar uma parcial recuperação elástica após deformação.

Embora a maioria dos fluidos reais apresentem a combinação de dois ou até três tipos de características não-newtonianas, é possível identificar a característica dominante, conforme apresentado por Chhabra e Richardson (2008).

a) Fluidos independentes do tempo

São aqueles fluidos que suas propriedades reológicas independem do tempo de aplicação da tensão de cisalhamento. Em outras palavras, a taxa de cisalhamento, $\dot{\gamma}$, é função da tensão de cisalhamento, τ , aplicada no ponto de estudo, além de pressão e temperatura.(CHHABRA E RICHARDSON, 2008).

A figura 2.4 demonstra o comportamento das curvas de escoamento para os fluidos citados:

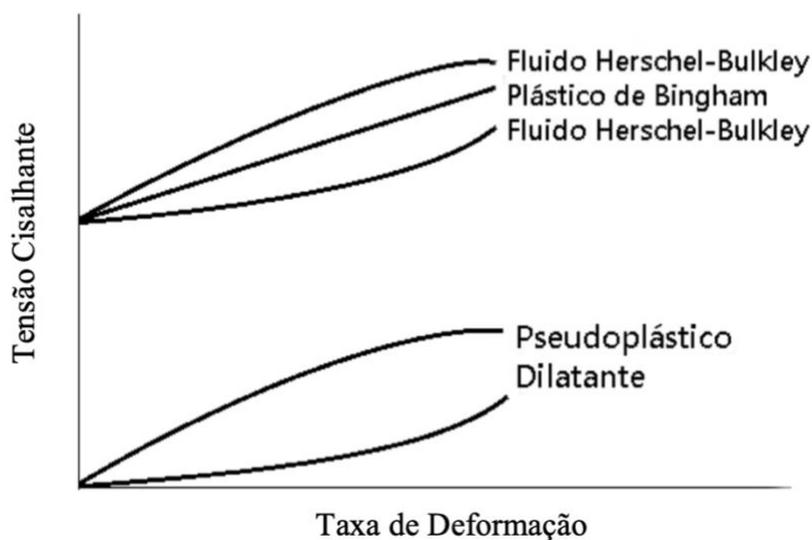


Figura 2.4 – Curvas de escoamento para fluidos não newtonianos com e sem tensão inicial de escoamento (CHHABRA e RICHARDSON, 2008).

a. Fluidos não newtonianos sem tensão inicial de cisalhamento

Segundo Machado (2002), os fluidos não newtonianos que são independentes do tempo que não apresentam tensão mínima para escoamento podem ser classificados em dilatantes e pseudoplásticos.

(i) Fluidos Pseudoplásticos

Os fluidos que apresentam uma diminuição da viscosidade aparente com o aumento da taxa de deformação a que estão submetidos são conhecidos como pseudoplásticos. Essa é uma característica muito importante, pois se comparado aos fluidos newtonianos, os pseudoplásticos podem ser bombeados através de canais sem exigir tanta energia, para uma mesma velocidade (RHEOTEC, 2018). Especialmente, para esse trabalho, os fluidos pseudoplásticos compõem a classificação de maior interesse de estudo, uma vez que os fluidos de perfuração devem atingir comportamento pseudoplástico, como veremos a seguir (WILKES, 2006).

O comportamento desse fluido é justificado pela irregularidade e tendência à interação coulômbica das moléculas do fluido e das partículas nele dispersas. Em repouso, as moléculas mantêm uma ordem interna irregular, significando uma alta resistência ao escoamento, em outras palavras, uma elevada viscosidade. De modo antagônico, ao ser aplicada uma taxa de cisalhamento no fluido, suas moléculas e partículas tendem a alinhar-se na direção do fluxo diminuindo a resistência de escoamento, ou seja, diminuindo a viscosidade. Assim, à medida que a taxa de deformação aumenta o escoamento é facilitado. (WILKES, 2006).

Para a indústria petrolífera, os fluidos pseudoplásticos desempenham um fator importante para um processo de extração de petróleo eficiente. Pois os fluidos usados para a perfuração de poços de petróleo devem apresentar baixa resistência ao escoamento, a fim de facilitar o carregamento dos cascalhos para a superfície, minimizar gastos energéticos e sobrecargas de bombas e otimizar a operação. Ademais, deve ser capaz de manter os cascalhos em suspensão, minimizando a sedimentação em casos de paradas operacionais, isso quer dizer que a viscosidade deve ser alta em momentos de baixa tensão de cisalhamento. (SKALLE, 2011).

(ii) Fluidos dilatantes

Os fluidos dilatantes exibem viscosidade crescente com o acréscimo da taxa de deformação, apresentando comportamento oposto aos fluidos pseudoplásticos. Para Wilkes (2006) e Machado (2002), essa característica é atribuída ao empacotamento das partículas no solvente dispersante: em suspensões concentradas, sob baixas taxas de deformação, o dispersante é suficiente apenas para preencher os espaços vazios entre essas partículas, possibilitando a lubrificação das suas superfícies e conseqüentemente seu comportamento como líquido viscoso; no entanto, em condições de elevadas taxas de cisalhamento, as partículas ocupam um maior volume por intervalo de tempo e, portanto, o solvente torna-se insuficiente para ser disperso entre todas elas, que estando pouco lubrificadas tornam maior a resistência ao escoamento do dispersante, dessa forma, há um aumento da viscosidade do fluido.

b. Fluidos não newtonianos com tensão inicial de cisalhamento

Os fluidos chamados de não newtonianos com tensão inicial de cisalhamento são aqueles fluidos que se comportam como sólido até que a tensão de cedência seja atingida, e para tensões superiores o fluido pode se comportar de diferentes maneiras, são eles os Viscopoplásticos.

(i) Fluidos Viscopoplásticos

Os fluidos viscoplásticos são aqueles que podem apresentar comportamento de sólidos elásticos ou de fluidos viscosos, a depender da tensão a eles aplicada. Segundo Wilkes (2006), tais fluidos são caracterizados pela existência de uma tensão mínima de cisalhamento, ou tensão de cedência, τ_0 , que deve ser excedida para que o fluido escoe. Quando é aplicado no material viscoplástico tensões menores que τ_0 , com rigidez suficiente para resistir a uma tensão cisalhante inferior a τ_0 quando em repouso. o comportamento apresentado assemelha-se as características de sólidos elásticos, com uma estrutura tridimensional. Porém, quando a tensão ultrapassa a tensão mínima, inicia-se o escoamento e as características de fluido viscoso apresentam-se. Uma vez excedida essa tensão, a curva de escoamento, tensão *versus* taxa de deformação, pode apresentar comportamento linear ou não linear, e não passa pelo ponto de origem (CHHABRA E RICHARDSON, 2008)

Após excedida a tensão mínima τ_0 , é determinada uma classificação desses fluidos em detrimento do seu comportamento viscoso. Se a curva de escoamento do fluido for linear, o fluido é denominado de Plástico de Bingham e a sua viscosidade plástica possui um valor constante; caso essa curva não seja linear, o fluido é chamado de Herschel-Bulkley e sua viscosidade pode aumentar ou diminuir com o aumento da taxa de deformação. (WILKES, 2006).

- **Fluidos plásticos de Bingham**

Os chamados plásticos de Bingham são os fluidos viscoplásticos que apresentam inclinação da curva constante quando a tensão cisalhante é maior que τ_0 , ou seja, com curva de escoamento linear que não se inicia na origem.

O atrito entre as partículas dispersas e entre as próprias moléculas do fluido, segundo a teoria molecular-coloidal, é responsável pela viscosidade plástica, um dos componentes da resistência ao escoamento. No entanto, as forças de interação entre as partículas dispersas são a causa do parâmetro limite de escoamento. Além disso, quanto maior a concentração de partículas dispersas, maior a viscosidade plástica. Outrossim, quando as forças entre partículas aumentam, o limite de escoamento também se torna mais alto (MACHADO, 2002).

- **Fluido de Herschel-Bulkley**

Segundo Rheotec (2018) o fluido não newtoniano denominado de Herschel-Bulkley apresenta tensão inicial de cisalhamento que se comporta com viscosidade variável, quando a tensão aplicada é maior que a tensão de cedência. Ademais, no caso em que a viscosidade aumenta com a taxa de deformação, ele é chamado de fluido de Herschel-Bulkley (RHEOTEC, 2018).

b) Viscoelásticos

Quando submetidos à tensão de cisalhamento o fluido sofre uma deformação e quando esta cessa, ocorre recuperação parcial da deformação sofrida (comportamento elástico), apresentando efeito de memória, essas são as características do fluido Viscoelásticos. Para Wilkes (2006), este fenômeno depende da natureza elástica e viscosa do material.

Segundo Thomas (2011), na viscoelasticidade linear, quando a deformação é aplicada de forma lenta ou pequena, os arranjos moleculares não estão longe do equilíbrio, há relação linear entre tensão de cisalhamento e taxa de deformação. No entanto, na viscoelasticidade não linear, a deformação é gerada pela aplicação de altas taxas de cisalhamento.

c) Fluidos não newtonianos com comportamento dependente do tempo

Os fluidos não newtonianos que apresentam uma dependência quanto ao tempo são divididos em tixotrópicos e reopéticos.

(i) Tixotrópicos

Os fluidos tixotrópicos são aqueles que, submetidos a uma taxa de cisalhamento constante, a sua viscosidade reduz ao longo do tempo. Eles retornam à viscosidade inicial, ou até valores próximos do inicial, apenas após um período de repouso posteriormente ao fim do cisalhamento. Além disso, de maneira geral, os fluidos tixotrópicos também apresentam tensão de cedência, que é a tensão limite que o fluido suporta antes de escoar. (CHHABRA E RICHARDSON, 2008; RHEOTEC, 2018).

A figura 2.5 apresenta a curva de viscosidade para os fluidos tixotrópicos.

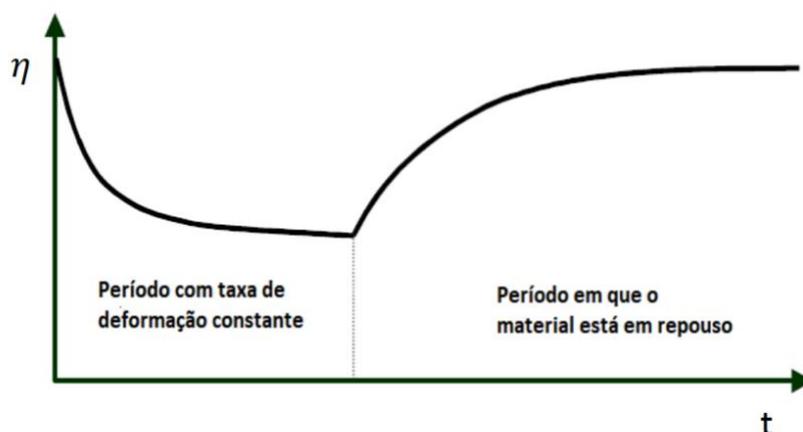


Figura 2.5 - Curva de viscosidade em relação ao tempo de um tixotrópico
(Fonte: Rheotec, 2018).

Para Barnes (1997), a tixotropia representa o comportamento em relação ao tempo que o material leva para sair de uma determinada microestrutura e ir para outra, e ainda voltar para a microestrutura inicial, seja partindo de diferente estado de fluxo ou do repouso. Quando se aplica uma força cisalhante que aumenta à taxa constante até um determinado valor sobre um tixotrópico, e posteriormente reduzida a intensidade da força à mesma taxa constante, obtêm-se curvas como as apresentadas na Figura 2.6.

A área formada entre as duas curvas (de aumento e redução da tensão cisalhante), é chamada área de histerese, e determina o quanto o comportamento do fluido depende do tempo. Quanto maior a área, maior a dependência (RHEOTEC, 2018).

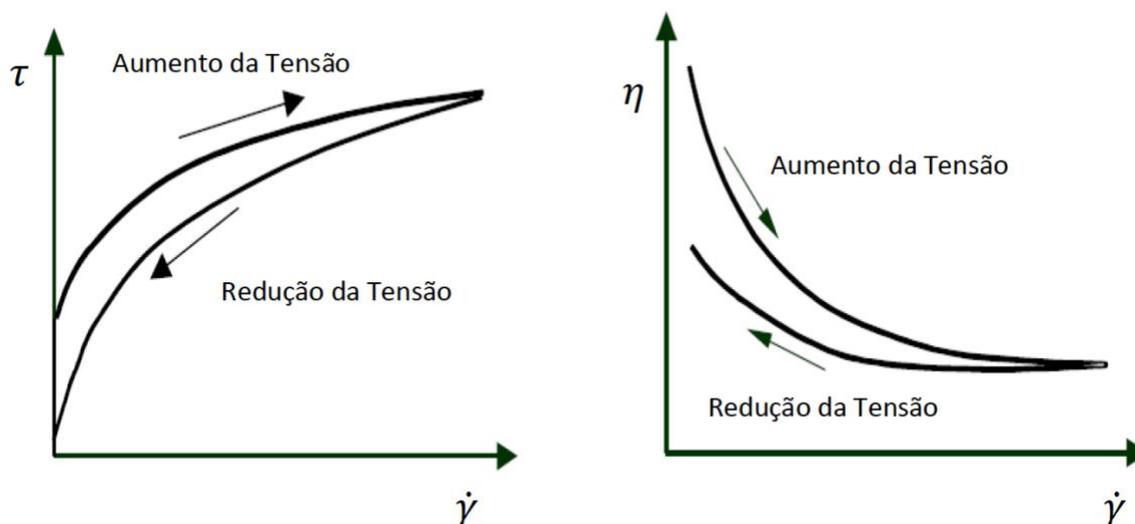


Figura 2.6 - Reograma e curva de viscosidade para um fluido pseudoplástico e tixotrópico (Fonte: Rheotec, 2018).

(ii) Reopéticos

Fluidos reopéticos ao serem submetidos a tensões cisalhantes apresentam viscosidade crescente com o passar do tempo. De tal forma que as microestruturas são formadas enquanto as forças são aplicadas sobre o fluido. A viscosidade inicial é retomada após um período de repouso o qual não há mais aplicação de tensão, onde a estrutura antes formada é desintegrada (RHEOTEC, 2018).

Sob taxa constante, o processo de aumento e decréscimo de intensidade da força cisalhante, também gera as curvas de histerese, de modo semelhante aos fluidos tixotrópicos.

As curvas de histerese são apresentadas na Figura 2.7:

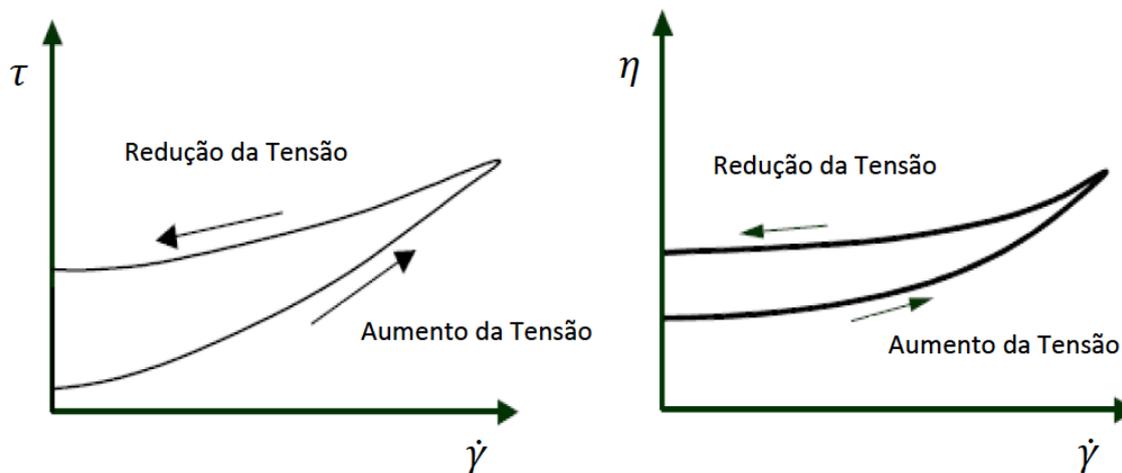


Figura 2.7: Reograma e curva de viscosidade para um fluido pseudoplástico e reopético (Fonte: Rheotec, 2018).

2.2 Modelos matemáticos

Para a modelagem das características dos fluidos não-newtonianos muitas expressões matemáticas de diversas complexidades e formas têm sido propostas na literatura, para este trabalho será apresentado um dos modelos mais usados.

a) Modelo *Power-law* ou de Ostwald de Waele

O modelo *Power-law* (leis de potências) ou de Ostwald de Waele apresenta a mais simples representação do comportamento pseudoplástico e dilatante, e é definido pela equação 2.1:

$$\tau_{yx} = m (\dot{\gamma}_{yx})^n \quad (2.1)$$

cuja viscosidade aparente é dada por:

$$\eta = \frac{\tau_{yx}}{\dot{\gamma}_{yx}} = m (\dot{\gamma}_{yx})^{n-1} \quad (2.2)$$

Os parâmetros reológicos são o índice de consistência, m , e o índice de comportamento do fluido, n .

O valor do índice de comportamento n representa o comportamento do fluido, apresentando diferentes propriedades. Quando $n < 1$, o fluido exibe propriedades pseudoplásticas, $n = 1$ o fluido apresenta comportamento newtoniano e quando $n > 1$, o comportamento é dilatante.

O modelo *Power-law* possui a limitação de não utilizar dados sobre a viscosidade de deformação zero (μ_0) e a viscosidade de deformação infinita (μ_∞). Quando grandes desvios devido às viscosidades de deformações são encontrados, indica-se a utilização de outros modelos matemáticos, como o modelo de Ellis, o modelo de Carreau (CHHABRA e RICHARDSON, 2008).

3. METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentados os materiais, equipamentos e metodologias usados para a investigação de propriedades reológicas dos dois fluidos de perfuração de poço de petróleo.

3.1 Caracterização do Fluido

Para o trabalho foram utilizados dois fluidos de perfuração de poços de petróleo, o nome dado para diferenciação dos fluidos foram Fluido 1 (F1) e Fluido 2 (F2). Os fluidos foram cedidos pela empresa Petrobrás S.A.. Os experimentos foram realizados com o fluido cedido, sendo assim, não houve adição de qualquer outro material.

Um importante componente desse fluido é a hematita pura, o sólido tem densidade em torno de $5,1 \text{ g/cm}^3$. A hematita não reage com nenhum componente do fluido de perfuração e além de ser responsável pelo aumento da massa específica, contribuindo, assim, significativamente para o equilíbrio das pressões durante a perfuração de um poço. (LUZ e BALTAR, 2005)

A depender da magnitude de cada poço de perfuração, das pressões envolvidas, do volume de fluido a ser utilizado e do tempo gasto na perfuração, a quantidade de hematita utilizada varia para cada formulação. A necessidade de um fluido mais denso para poços com pressões maiores, por exemplo, faz com que a composição do fluido usado tenha um teor de hematita maior. (DARLEY, 1988 apud ALMEIDA e SILVA, 2010). O Fluido 1 possuía 11,7 p/ppg de hematita, enquanto o Fluido 2 detinha 10 p/ppg.

Além da hematita, continha outros componentes presentes no fluidos, no entanto estão nas mesmas proporções em ambos os fluidos, como umectantes, agente viscosificante e outros sólidos.

As propriedades que foram estudadas para a caracterização do fluido de perfuração de poços de petróleo foram os parâmetros reológicos.

Por questão de confidencialidade, não foi possível apresentar a composição dos fluidos, no entanto, a base da composição dos fluidos é a mesma, a diferença entre eles se dá no teor dos sólidos, que é maior no Fluido 1.

A figura 3.1 mostra o F1.

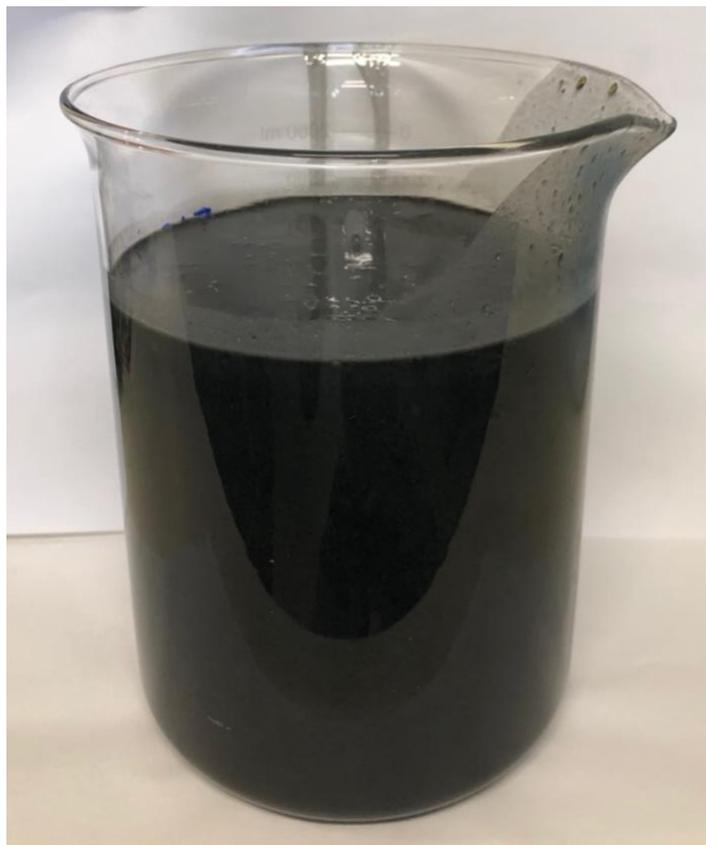


Figura 3.1 – Fluido 1 fornecido pela Petrobras S.A.

3.1.1 Determinação dos parâmetros reológicos do fluido

Segundo Malkin e Isayev (2006), métodos experimentais de medição de propriedades reológicas são conhecidos como reometria, e especificamente as medições de viscosidade são chamadas viscosimetria.

Dentro da mecânica dos fluidos, a viscosimetria é um segmento que consiste na prática experimental de medir a resposta reológica dos fluidos, classificados como puramente viscosos, onde a componente elástica pode ser desprezada. Esse estudo consiste na caracterização de um fluido viscoso através de instrumentos de medida, procedimentos e métodos. Dessa forma, portanto, na medida de grandezas físicas, tais como o torque, velocidade angular, ângulo de deflexão, tempo, etc., que possam ser transformadas em unidades de tensão e de taxa de cisalhamento, conseqüentemente, de viscosidade. Os instrumentos utilizados para medir estas grandezas são chamados de viscosímetros ou reômetros (MACHADO, 2002).

Neste trabalho, a determinação de parâmetros reológicos dos fluidos de perfuração foi realizada no viscosímetro Brookfield DV2TLV, apresentado na Figura 3.2. Este é um viscosímetro de geometria de fluxo entre cone-placa circulares, constituído por sensor cilíndrico e rotante com extremidade cônica (spindle), inserido em um recipiente cilíndrico contendo o fluido (Figura 3.3).



Figura 3.2 – Fotografia do Viscosímetro Brookfield DV2TLV

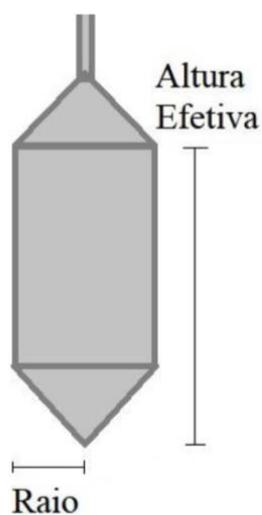


Figura 3.3 – Modelo do Spindle do viscosímetro de geometria de fluxo cone-placa (OLIVEIRA, 2018)

Além disso, o equipamento conta com banho termostaticado da marca Despa para ajuste de temperatura. O esquema apresentado na figura 3.4 representa os equipamentos utilizados nos testes reológicos. Todos os ensaios foram realizados no Laboratório de Processos de Separação da Faculdade de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia.

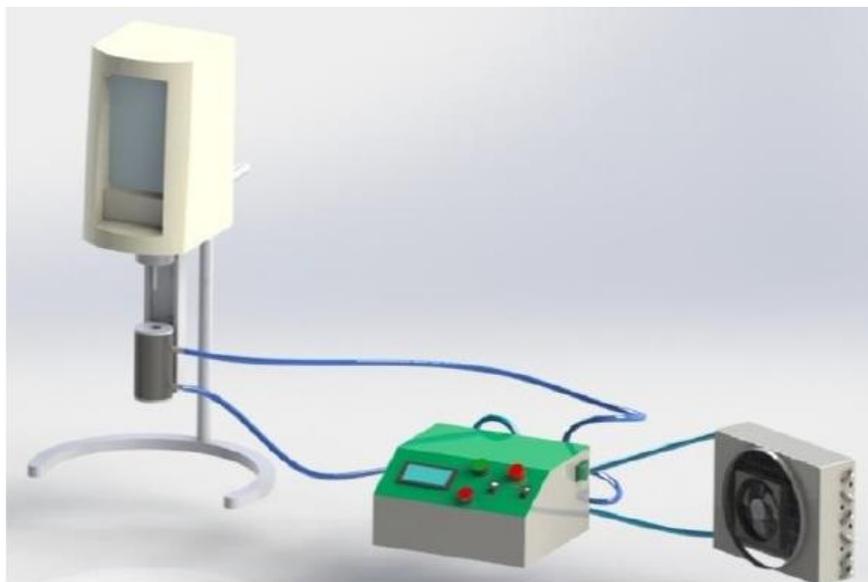


Figura 3.4 – Esquema ilustrativo do viscosímetro e banho termostaticado.

O software RheocalcT foi associado ao uso do viscosímetro, e assim, foi possível obter os resultados dos experimentos, que posteriormente foram tratados e apresentados em gráficos. Todos os testes foram realizados em triplicata.

3.1.2 Diagrama de Viscosidade

O diagrama de viscosidade consiste em um teste reológico no qual aplica-se uma taxa de cisalhamento constante e observa-se a variação da tensão de cisalhamento (ou viscosidade aparente) com o passar do tempo. É mantida a taxa constante até que o fluido entre no estado estacionário. O regime permanente, ou estacionário, é aquele que não apresenta mais variação da tensão. (MENDES, 2013).

Para cada teste foi aplicado um pré-cisalhamento com uma taxa de 44s^{-1} durante 2 minutos, depois um repouso de 5 minutos e em seguida aplicada a taxa de 5 s^{-1} até a tensão de cisalhamento apresentar um padrão, sendo este, o estado estacionário do fluido naquela taxa de cisalhamento. Os testes foram repetidos também para as taxas de cisalhamento de 10, 15, 20 e 25s^{-1} , todos em triplicata.

3.1.3 Histerese

A técnica para avaliar a presença de histerese foi conduzida, inicialmente, com um pré-cisalhamento de 2 minutos, a uma taxa de 44 s^{-1} , para a quebra das possíveis estruturas gelificadas do fluido e, em seguida, um repouso de 5 minutos. Depois disso, mediu-se tensão de cisalhamento e a viscosidade enquanto a taxa de deformação aplicada era aumentada gradualmente de 5 s^{-1} a 25 s^{-1} unitariamente. Em seguida, em um processo oposto, a taxa de deformação era reduzida gradualmente até a taxa inicial de 5 s^{-1} . Dessa forma, obteve-se a área de histerese, que está diretamente ligada com a dependência do fluido em relação ao tempo.

As taxas aplicadas foram definidas com base no torque aconselhável para a operação do viscosímetro, entre 10 e 100%. Além disso, o tempo de aplicação de cada uma foi de 60 segundos.

3.1.4 Pico de tensão

O teste de pico de tensão é usado para avaliar qual a tensão máxima que o fluido atinge quando aplicado uma determinada taxa de cisalhamento após um determinado tempo de repouso.

Para este trabalho, o teste do pico de tensão se inicia com um pré-cisalhamento de 44 s^{-1} durante 1 minuto, em seguida um repouso de 10 segundos, e então aplicada uma taxa constante de 5 s^{-1} até que o fluido atinja seu estado estacionário. Foi repetido este teste para o repouso de 10 minutos e 30 minutos, mantendo a mesma taxa cisalhante de 5 s^{-1} . Todos os testes foram feitos em triplicatas.

4. RESULTADOS

Nesse capítulo serão descritos os resultados obtidos na realização dos testes experimentais de reologia.

4.1 Reologia

4.1.1 Reograma e curva de viscosidade do fluido

Para o presente trabalho, foram realizados testes para obtenção de valores de viscosidade aparente para diferentes taxas de deformação (5, 10, 15, 20 e 25 s^{-1}) para tempos que variaram de 0 a 3600 segundos. Essa viscosidade só pôde ser encontrada após o fluido ter entrado em estado estacionário, ou seja, não haver mais variação da tensão de cisalhamento com o tempo.

Assim, após a realização dos testes com a taxa de deformação constante, foi possível obter os valores de viscosidade aparente e de tensão de cisalhamento no estado estacionário para as diferentes taxas de deformação constantes. Após a obtenção dos valores foram apresentadas duas formas gráficas utilizadas para caracterização de um fluido: a curva de viscosidade (Figura 4.1) e a curva de escoamento (Figura 4.2).

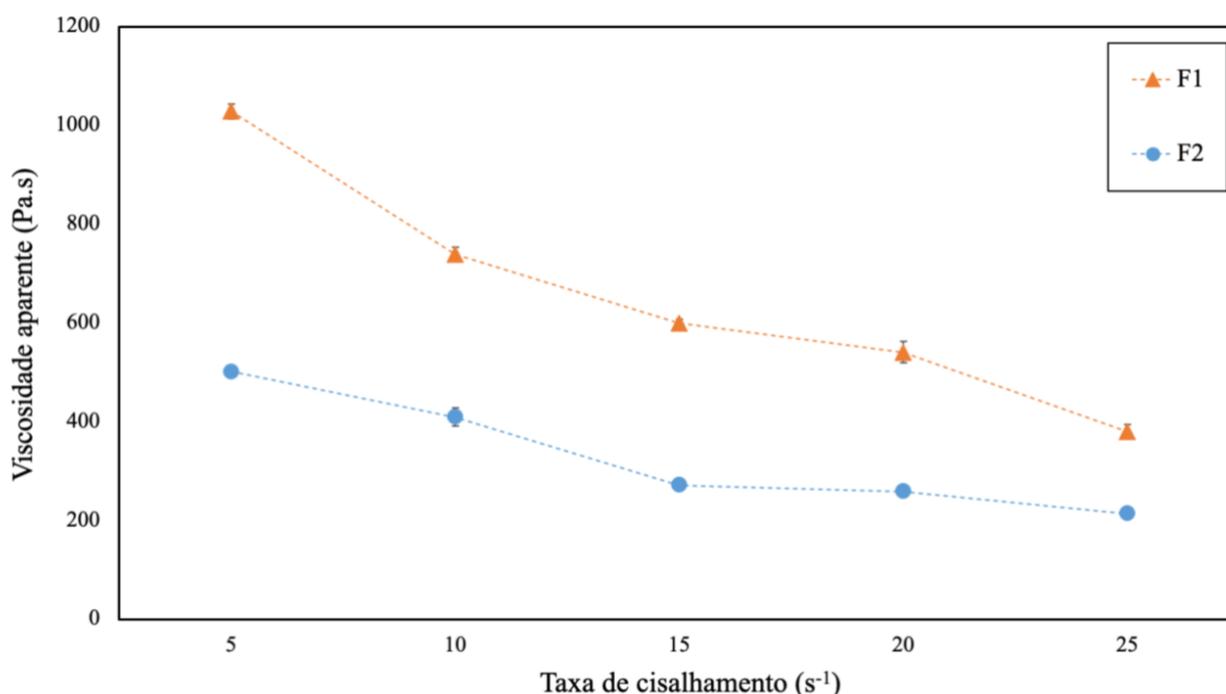


Figura 4.1 – Curva de viscosidade para os fluidos 1 e 2.

Pela análise da Figura 4.1, observou-se que a viscosidade aparente dos fluidos diminuiu com o aumento da taxa de deformação. Dessa forma, a partir da curva de escoamento apresentada, o fluido apresenta comportamento pseudoplástico. Além disso, a diferença no comportamento das curvas se deve ao fato da diferença na quantidade do agente adensante, a hematita, ou seja, o teor de sólidos foi o fator crucial para essa discrepância no comportamento reológico. Ademais, outro fator a se levar em conta é que o agente viscosificante presente na composição dos fluidos é a mesma, confirmando, mais uma vez, o papel da hematita como protagonista dos diferentes comportamentos reológicos.

A seguir, a Figura 4.3, apresenta o diagrama de tensão cisalhante em função da taxa de deformação.

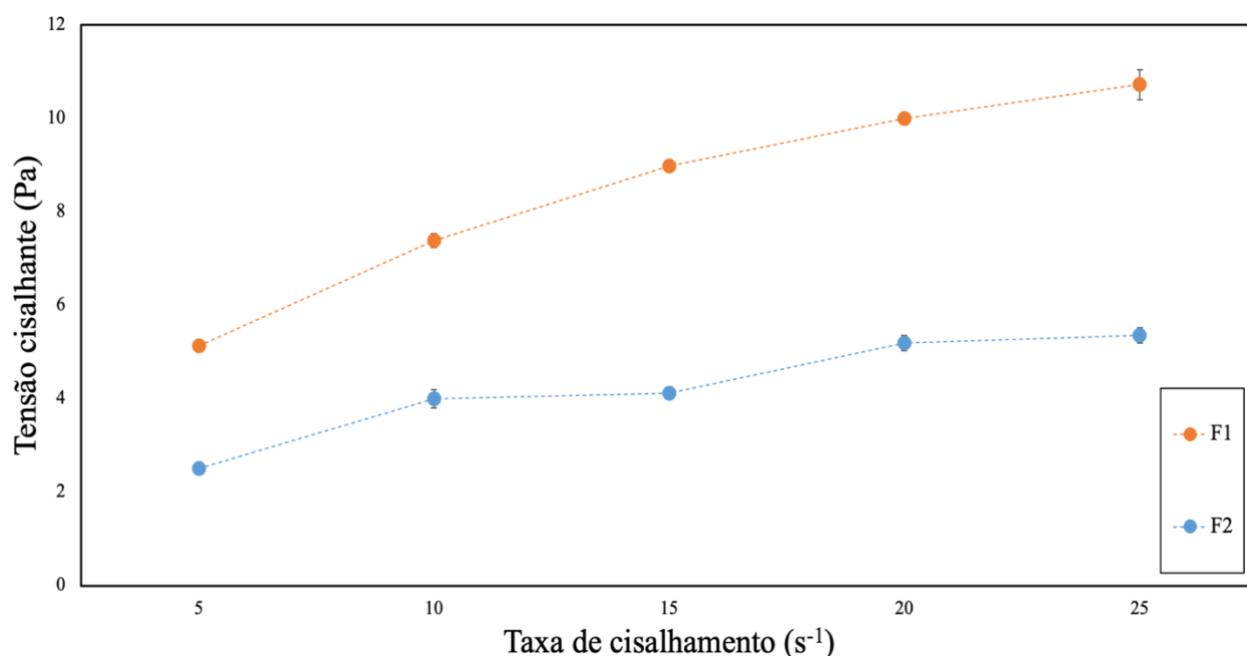


Figura 4.2 – Curva da tensão cisalhante em função da taxa de deformação.

Os parâmetros estimados do modelo de Power-law (m e n), Equação 2.2, estão dispostos na Tabela 4.1, assim como os respectivos coeficientes lineares para o modelo.

Tabela 4.1: Parâmetros do modelo *Power-law* e os respectivos coeficientes de correção linear.

	m	n	r
Fluido 1	2,62724	0,44363	0,99095
Fluido 2	1,32251	0,44207	0,94566

Como apresentado anteriormente, o parâmetro n quando menor do que 1 indica a pseudoplasticidade do fluido. Sendo assim, este fluido apresenta características pseudoplásticas. Além disso, o parâmetro m do modelo de *Power-law* representa o índice de consistência do fluido, sendo que para maiores valores de m maior é a resistência do fluido ao entrar em escoamento. Portanto, como o parâmetro m para ambas as suspensões maior que 1, representa que o fluido tem resistência ao escoamento, sendo que o Fluido 1 apresenta uma resistência ao escoamento maior que o Fluido 2.

4.1.2 Histerese

Para avaliação da presença de histerese foi aplicada a técnica que consiste em aplicar um pré-cisalhamento de 44 s^{-1} durante dois minutos. Após isto, eram iniciadas as medidas da tensão de cisalhamento enquanto a taxa de deformação aplicada ao fluido era aumentada de 5 s^{-1} até o valor de 25 s^{-1} . Em seguida a taxa de deformação era reduzida até a taxa inicial de 5 s^{-1} , como mostrado nas Figura 4.3 e 4.4, para os Fluidos 1 e 2, respectivamente.

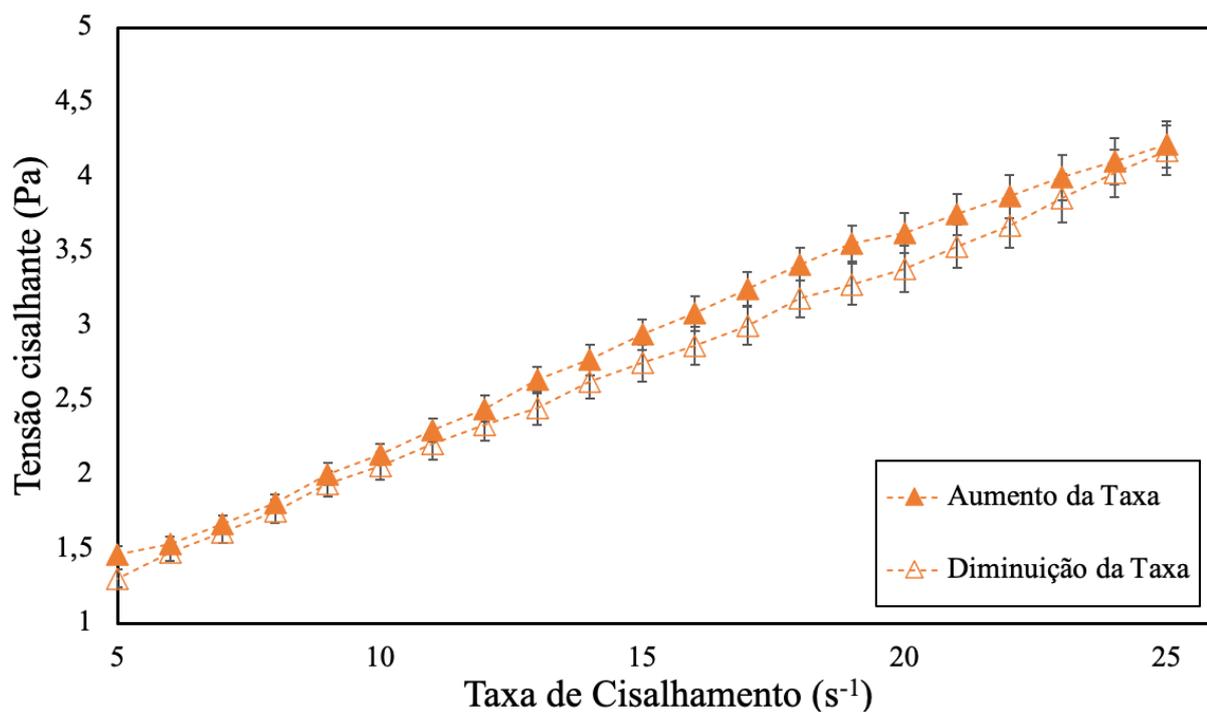


Figura 4.3 – Curva crescente e decrescente para a tensão cisalhante em função da taxa de deformação do Fluido 1.

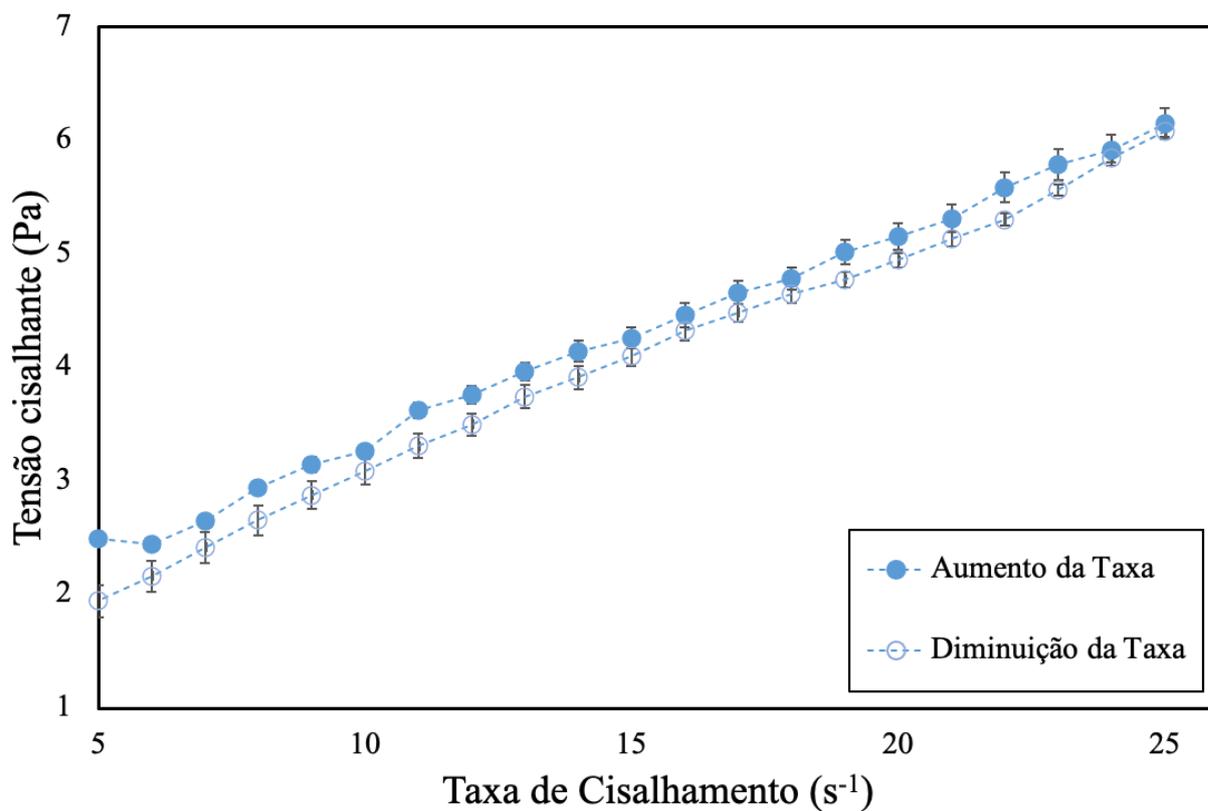


Figura 4.4 – Curva crescente e decrescente para a tensão cisalhante em função da taxa de deformação do Fluido 2.

Segundo Machado (2002), algumas interpretações imprecisas podem surgir durante a análise do comportamento tixotrópico dos fluidos, pois o aumento da viscosidade com o tempo de duração do cisalhamento pode acontecer devido a outros fenômenos, físicos e químicos, como por exemplo a perda de solvente por evaporação ou cristalização. Nesses casos, não se observa reversibilidade no comportamento do líquido, o que descaracteriza o comportamento como dependente do tempo, pois a histerese das curvas do fluxo de vários ciclos não são idênticas.

Para Mewis e Wagner (2009), os fluidos tixotrópicos exibem pequena diferença entre as curvas crescentes e decrescentes quando conduzida a técnica de histerese com lenta variação na taxa de deformação. Segundo os autores, isso se deve ao fato de que nas análises do fluido realizadas em condições que dependem maior quantidade tempo, as microestruturas do fluido aproximam-se do estado estacionário. Além disso, a faixa de deformação trabalhada para ambos os fluidos foi pequena, devido ao fato da limitação do torque do equipamento, que deve estar entre 10% e 100%. Por estes motivos, verifica-se uma pequena diferença entre as curvas de ida e de volta.

Dessa forma, pela análise das Figura 4.3 e 4.4, observa-se que para uma mesma temperatura e pressão, o fluido teve comportamento reversível e que a curva de aumento de taxa de deformação apresenta valores de tensão cisalhante maiores do que os valores de diminuição da taxa, portanto, pode-se caracterizar os Fluidos 1 e 2 como sendo dois fluidos tixotrópicos.

4.1.3 Pico de Tensão

Para avaliação do comportamento do fluido após um repouso, foi utilizado a técnica do pico de tensão. Para esse estudo é necessário um pré-cisalhamento com uma taxa de $44s^{-1}$ durante um minuto, dessa forma todos os testes iniciam sob as mesmas condições. Em seguida o fluido fica em repouso por 10 segundos, 10 e 30 minutos, logo então aplicada uma taxa constante de $5s^{-1}$. Dessa forma, é possível analisar de que forma o fluido reage após diferentes tempos de repouso, conforme mostra as figuras 4.5 e 4.6.

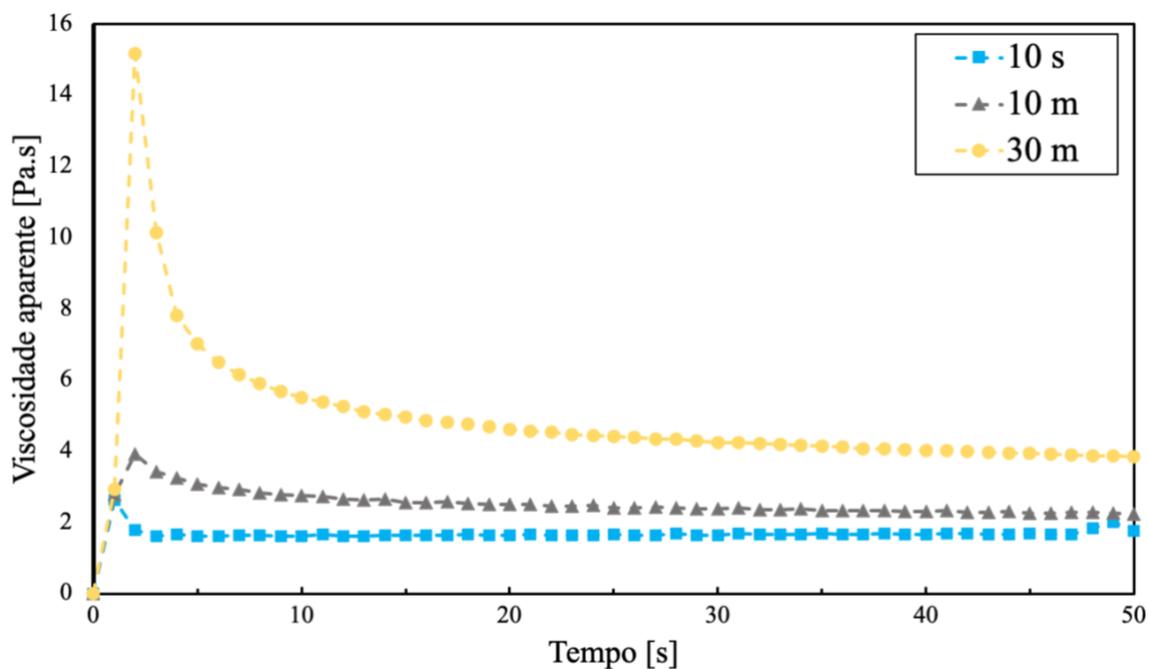


Figura 4.5 – Curva do pico de tensão para a viscosidade aparente em função do tempo para o Fluido 1.

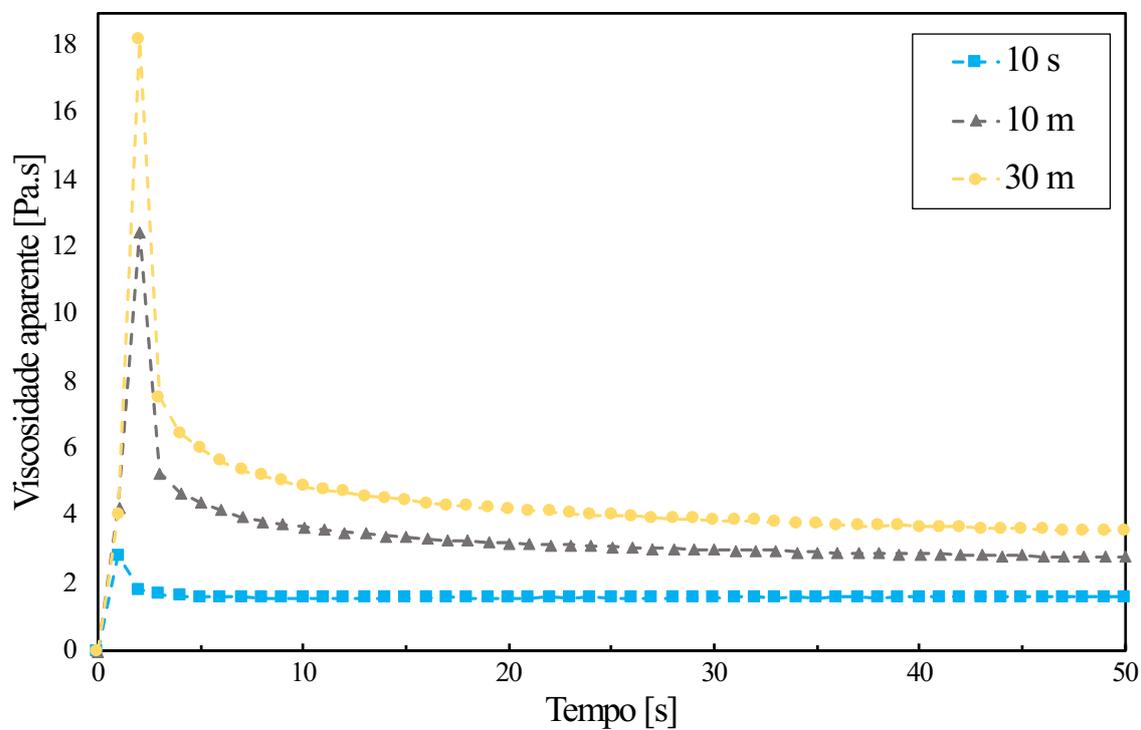


Figura 4.6 – Curva do pico de tensão para a viscosidade aparente em função do tempo para o Fluido 2.

Pela análise das figuras 4.5 e 4.6, observa-se que para um tempo de repouso maior as estruturas gelificadas que foram esfaceladas no pré-cisalhamento tiveram um tempo maior para reestabelecerem. Dessa forma, o tempo para que fluido atinja o estado estacionário na taxa constante aplicada é maior.

Além disso, observa-se que o estado estacionário do fluido na taxa aplicada se mantém o mesmo independente do tempo de repouso. Esse comportamento é melhor observado no Fluido 2 (figura 4.6). Ademais, o Fluido 1 apresentou um pico de tensão menor que do Fluido 2 para os três diferentes repousos.

5. CONCLUSÕES

Os valores obtidos para o parâmetro m do modelo de *Power-law* são 2,62724 e 1,32251, para o parâmetro n : 0,44363 e 0,44207, para os fluidos 1 e 2, respectivamente. Esse era o resultado esperado, visto que, o fluido de perfuração deve ter o comportamento pseudoplástico, ou seja, n menor que 1. Ademais, os resultados obtidos para o parâmetro m também estão de acordo com o esperado, pois são valores acima de 1, e isso representa que são fluidos com certa resistência ao escoamento.

Analisando o reograma, nota-se que o Fluido 1 possui a viscosidade aparente superior ao do Fluido 2, confirmando que o teor de sólidos presente no Fluido 1 é superior ao do Fluido 2, ou seja, o agente adensante que foi o responsável pela diferença da reologia.

Além disso, pela curva de histere é possível avaliar a tixotropia do fluido, uma vez que a curva do aumento de taxa de deformação apresenta valores de tensão cisalhante maiores do que os valores de diminuição da taxa.

Verificando os gráficos do pico de tensão, os resultados estão de acordo com o esperado, visto que o fluido depois de um repouso deve apresentar maior resistência ao escoamento e maior viscosidade aparente. Para ambos os fluidos o pico máximo de viscosidade é respectivo ao maior tempo de repouso.

Conclui-se então que ambos os fluidos se caracterizam como pseudoplásticos e tixotrópicos, fazendo com que, seja cumprido corretamente seu papel na operação de perfuração de poços de petróleo. Ademais, importante salientar que a reologia dos fluidos é alterada a todo momento durante o processo de perfuração dos poços, uma vez que os sólidos muito finos não conseguem ser retirado do fluido mesmo com a limpeza que ocorre nas plataformas. Dessa forma, é imprescindível a atenção ao controle das propriedades reológicas na rotina da perfuração dos poços de petróleo.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L. Avaliação de Fluido de Perfuração de Base Aquosa Contendo Poliglicis Modificados. Projeto de Graduação, Rio de Janeiro, UFRJ, 2010.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H., GEORGE, R.G. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, Sixth Edition. 2011.

CHHABRA, R. P. Bubbles, Drops, and Particles in Non-Newtonian Fluids. 2. ed. United States of America, Ed. CRC Press, 2007

CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J. F. Non-Newtonian Flow and Applied Rheology, Second Edition, 2008.

CHHABRA, R. P.; RICHARDSON, J. F. Non-Newtonian Flow and Applied Rheology: Engineering Applications. 2. ed. Hungary, Ed. Butterworth-Heinemann, 2008

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T. Introdução à Mecânica dos Fluidos, 5ed, ed LTC, 2001

GUIMARAES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos Constituintes dos Fluidos de Perfuração: Proposta de uma Formulação Otimizada e Ambientalmente Correta, 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETROLEO E GAS, Agenda Prioritária da Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ano 2104/2015, 2015

JIAO, D.; SHARMA, M. M. Investigation of Dynamic Mud Cake Formation: The Concept of Minimum Overbalance Pressure. Society of Petroleum Engineers, p. 79-90, Texas, Houston 1993

LUCENA, D. V.; LUCENA, D. V.; VERONESE, J. P. Análise da influência do tempo na viscosidade para amostras de bentonitas para seu uso em fluidos de perfuração. CONGRESSO NORTE AMERICANO DE PESQUISA E INOVAÇÃO, 2012.

MACHADO, J. C. V. Reologia e escoamento de fluidos: ênfase na indústria do petróleo. Rio de Janeiro, Ed. Interciência, 2002

MARTINS, A. B.; FERREIRA, H. S.; FERREIRA, H. C.; NEVES, G. A. Desenvolvimento de argilas bentoníticas organofilizadas para uso em fluidos não aquosos de baixo conteúdo aromático. 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007

MOREIRA, B. A. Estudo da sedimentação em suspensões de fluidos com características reológicas pseudoplásticas Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Química, UFU, Uberlândia, 2014

MENDES, P. R. S. Diretrizes para o programa de comparação interlaboratorial de caracterização reológica de um fluido de perfuração, Apostila do Grupo de Reologia da PUC-Rio, 2013.

OLIVEIRA, G. G. Reologia de Fluidos Não Newtonianos à Base de Carboximetilcelulose (CMC), Uberlândia, MG 2018

PERRY, R. H.; GREEN, D. W.; MALONEY, J. O. Perry's Chemical Engineers' Handbook, 7ª ed, McGraw-Hill, 1997

PETROBRAS, Manual de Fluidos/Engenharia de Poço. 1ª ed, Rio de Janeiro, Petrobras, 2011

PETROBRAS, Plano de estratégico e Plano de Negócios e Gestão 2017-2021, 2016

SANTOS, N. B. C. Estabilidade de Suspensões Pseudoplásticas Utilizadas na Perfuração de Poços de Petróleo, Dissertação (Mestrado), Uberlândia, MG 2017

SANTOS, B. S. Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração. Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense v. 2, n. 1, p. 121-127, 2012

SCHAFFEL, S. B. A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil. Dissertação (Mestrado) COPPE - UFRJ, Rio de Janeiro, 2002

THOMAS, J. E. - “Fundamentos de Engenharia de Petróleo”, Interciência, Rio de Janeiro (2001)

WILKES, J. O. Fluid Mechanics for Chemical Engineers with Microfluidic sand CFD. 2. ed., United States of America, Ed. Pretice Hall Professional Technical Reference, 2006