



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DA REOLOGIA E DO ESCOAMENTO DE UM FLUIDO DE  
PERFURAÇÃO A PARTIR DE MICROEMULSÃO A BASE DE ÓLEO  
VEGETAL**

Talitha de Andrade Borges

**Orientadora:** Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Vanessa Cristina de Santanna

NATAL/RN

MAIO DE 2014

**TALITHA DE ANDRADE BORGES**

**ANÁLISE DA REOLOGIA E DO ESCOAMENTO DE UM FLUIDO DE  
PERFURAÇÃO A PARTIR DE MICROEMULSÃO A BASE DE ÓLEO VEGETAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientadora: Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Vanessa Cristina Santanna

**NATAL/RN**

**MAIO DE 2014**

**TALITHA DE ANDRADE BORGES**

**ANÁLISE DA REOLOGIA E DO ESCOAMENTO DE UM FLUIDO DE  
PERFURAÇÃO A PARTIR DE MICROEMULSÃO A BASE DE ÓLEO VEGETAL**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi avaliado e considerado adequado como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal, 26 de Maio de 2014.

---

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Vanessa Cristina Santanna  
Orientadora-DPET/UFRN

---

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte  
DPET-UFRN

---

Prof. Dr. Julio Cezar de Oliveira Freitas  
IQ-UFRN

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, sempre presente, grande fortalecedor nos momentos de dúvida e angústia.

Aos meus pais Jairo e Anacilde, e minha irmã Tatiana pelo amor e por me darem força e estímulo para mais esta meta em minha vida.

Ao meu namorado Nailson, pela compreensão, em todos os momentos desse curso, sempre me incentivando a lutar pelos meus ideais.

Especialmente à Prof<sup>a</sup> Dra Vanessa Cristina Santanna pela orientação, mais principalmente pela confiança e paciência.

Aos meus amigos da graduação: Anthony, Hannah, Tati, Walter, Alyson, Wesley que sempre estiveram presentes nos bons e nos momentos de aflição.

Ao corpo docente do Departamento de Engenharia do Petróleo pela dedicação e excelência nos ensinamentos técnicos.

Agradeço ao Prof. Dr. Julio Cezar por ter cedido LabCim/UFRN e o Mestrando Ângelo Soares pelos ensinamentos na preparação e ensaios reológicos do fluido.

Às companheiras (os) e amigas (os) do Laboratório de Tecnologia Ambiental (LabTam): Fafá, Juliana, Cintia, Elânia, Gineide, Alexsandra, Gicélia, Hena, Flávia, Gabi, Heloísa, Gilvan, Rodolfo, Rodrigo, Vilcinéia, Tiago, Natane, Marcel, João, Alexandre. Muito obrigado pela amizade de todos vocês, pelas experiências compartilhadas e ajudas nos momentos necessários.

## LISTA DE ABREVIATURAS

- AD- Água destilada
- AE- Álcool etílico
- AI- Álcool isoamílico
- °C – Grau Celsius
- °F – Grau Farenheint
- A/O – Emulsão de água em óleo
- API – American Petroleum Institute
- cP – Centipoise, unidade de viscosidade
- EE – Estabilidade elétrica
- $\text{g.cm}^{-3}$  – Gramas por centímetro cúbico
- Gf – Gel final
- Gi – Gel inicial
- $\text{Kgf.cm}^{-2}$  – quilograma força por centímetro quadrado
- $\theta_3$ – Leitura a 3 rpm no viscosímetro Fann 35A
- $\theta_{300}$ – Leitura a 300 rpm no viscosímetro Fann 35A
- $\theta_{600}$ – Leitura a 600 rpm no viscosímetro Fann 35A
- $\text{lb}/100\text{ft}^2$ – Unidade de pressão do sistema inglês correspondente a 0,4788 Pa
- LE – Limite de escoamento
- mPa.s – Mili Pascal segundo, unidade de viscosidade
- N2606 – Norma Petrobras que especifica medida de volume de filtrado dos fluidos
- N2607 – Norma Petrobras que especifica medida de volume de filtrado dos fluidos
- O/A – Emulsão de óleo em água
- OP- Óleo de Pinho
- Pa – Pascal, unidade de pressão do sistema internacional.
- psi – Unidade de pressão do sistema inglês, correspondente a 6,895 kPa
- rpm – Rotações por minuto
- VA – Viscosidade aparente
- VF – Volume do filtrado
- VP – Viscosidade plástica

## LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1- Fluido de Perfuração.....	15
Figura 3.2- Perfis das curvas de tensão x taxa de cisalhamento e viscosidade x taxa de cisalhamento para os principais tipos de fluidos.....	21
Figura 3.3- Representação do fluxo laminar dentro do tubo.....	24
Figura 3.4- Número de Reynolds crítico para fluido de Bingham.....	27
Figura 3.5- Representando o espaço anular.....	32
Figura 3.6- Representa o “De” entre a coluna e o poço.....	32
Figura 3.7- Balança densimétrica.....	41
Figura 3.8- Filtro API.....	42
Figura 3.9- Medidor de estabilidade elétrica.....	43
Figura 4.1 - Sistema microemulsionado A/O composto por: água destilada, sabão base, óleo de pinho e álcool isoamílico (26°C).....	44
Figura 4.2- Sistema microemulsionado A/O composto por: água destilada, sabão base, óleo de pinho e álcool etílico (26°C).....	45
Figura 4.3- Fluido agitado no Hamilton Beach: A) sem a argila organofílica; B) com a argila organofílica.....	46
Figura 4.4- Viscosímetro.....	47

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1– Números de Reynolds críticos praticados nos escoamentos usuais da indústria do petróleo.....	27
Tabela 4.1- Equipamentos utilizados no estudo do fluido e suas funções.....	45
Tabela 5.1- Resultados do ensaio de reologia para o Fluido de Perfuração 1 (FP1).....	50
Tabela 5.2- Resultados do ensaio de reologia para o Fluido de Perfuração 2 (FP2).....	51
Tabela 5.3- Quadro resumo do escoamento do tubo e anular do PF1.....	53
Tabela 5.3- Quadro resumo do escoamento do tubo e anular do PF2.....	54

## RESUMO

A determinação do comportamento reológico dos fluidos de perfuração é de fundamental importância para se determinar a melhor composição e o melhor tratamento a ser aplicado nesses fluidos. Este trabalho apresenta um estudo sobre o comportamento reológico e do escoamento através dos tubos e anulares dos fluidos de perfuração microemulsionados preparados à base de óleo vegetal (óleo de pinho). A caracterização reológica de cada fluido foi realizada através de ensaios de reologia, os quais foram: gel inicial (Gi) e final (Gf), viscosidade plástica (VP), viscosidade aparente (VA), limite de escoamento (LE), de filtrado na célula API e estabilidade elétrica. A análise de escoamento foi baseada no modelo não-Newtoniano, modelo de Bingham. Os resultados da reologia obtidos mostraram que os fluidos microemulsionados preparados não apresentaram características de fluidos de perfuração. O Número de Reynolds determinou o comportamento de fluxo de fluido como sendo fluxo turbulento. E análise do escoamento mostrou que o escoamento no tubo apresentou uma perda de carga do tubo menor do que no anular.

## **ABSTRACT**

The determination of the rheological behavior of drilling fluids is of fundamental importance to determine the best composition and the best treatment to be applied in these fluids. This paper presents a study on the rheological behavior and flow through the tubes and the annular fluid microemulsion drilling preparations of vegetable oil (pine). The rheological characterization of each fluid was performed by testing rheology, which were: initial gel (IG) and final gel (FG), plastic viscosity (PV), apparent viscosity (AV), yield strength (LE), filtered API cell and electrical stability. The analysis of flow was based on the model non-Newtonian, Bingham model. The results obtained showed that the rheological fluids prepared microemulsion showed no characteristics of drilling fluids. The Reynolds number determined flow behavior as turbulent fluid flow. And flow analysis showed that the flow in the tube showed a less load than the annulus.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE ABREVIATURAS.....</b>	<b>V</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>VI</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>VII</b>
<b>1- INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>2- OBJETIVOS .....</b>	<b>13</b>
2.1- OBJETIVO GERAL .....	13
2.2- OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	13
<b>3- FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>14</b>
3.1- PERFURAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO .....	14
3.2- FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	14
3.2.1- Funções dos Fluidos.....	15
3.3- CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO .....	16
3.3.1- Fluidos à base de óleo .....	17
3.3.1.1- <i>Fluido de perfuração à base de óleo vegetal</i> .....	18
3.4- REOLOGIA .....	18
3.4.1- Conceito .....	18
3.4.2- Classificações .....	19
3.4.2.1- <i>Corpos elásticos ideais</i> .....	19
3.4.2.2- <i>Fluidos viscosos ideais</i> .....	19
3.4.3- Tipos de Fluidos Viscosos.....	19
3.4.3.1- <i>Fluidos Newtonianos</i> .....	20
3.4.3.2- <i>Fluidos não-Newtonianos</i> .....	20
3.4.3.2.1- <i>Modelo de Bingham</i> .....	21
3.5- ESCOAMENTO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO ATRAVÉS DO TUBO E NO ANULAR.....	22
3.5.1- escoamento no interior do tubo .....	22
3.5.1.1- <i>Fluxo Laminar</i> .....	23
3.5.1.1.1- <i>Velocidade média para fluido não-Newtoniano</i> .....	23
3.5.1.1.2- <i>Tensão cisalhante</i> .....	24
3.5.1.1.3- <i>Viscosidade aparente (VA)</i> .....	24
3.5.1.1.4- <i>Número de Reynolds e valores críticos</i> .....	25
3.5.1.1.5- <i>Fator de fricção de Fanning (f)</i> .....	27
3.5.1.1.6- <i>Perda de carga (<math>\Delta P</math>)</i> .....	28
3.5.1.2- <i>Fluxo Turbulento</i> .....	29
3.5.1.2.1- <i>Viscosidade aparente</i> .....	29
3.5.1.2.2- <i>Fator de fricção (f)</i> .....	29
3.5.1.2.3- <i>Perda de carga</i> .....	30
3.5.2- escoamento no anular .....	31
3.5.2.1- <i>Fluxo Laminar</i> .....	31

3.5.2.1.1- Diâmetro equivalente ( <i>De</i> ) .....	32
3.5.2.1.2- Velocidade média.....	32
3.5.2.1.3- Tensão cisalhante.....	33
3.5.2.1.4- Viscosidade aparente de fluidos não-Newtonianos .....	33
3.5.2.1.5- Número de Reynolds e valores críticos .....	34
3.5.2.1.6- Fator de fricção de Fanning ( <i>f</i> ) .....	35
3.5.2.1.7- Perda de carga ( $\Delta P$ ) .....	36
3.5.2.2- Fluxo Turbulento.....	36
3.5.2.2.1- Número de Reynolds .....	37
3.5.2.2.2- Perda de carga.....	37
3.7- PROPRIEDADES REOLÓGICAS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	38
3.8- DETERMINAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DO FLUIDO ESTUDADO .....	39
3.8.1- Peso Específico .....	40
3.8.2- Filtrado API .....	40
3.8.3- Estabilidade Elétrica .....	41
<b>4- METODOLOGIA .....</b>	<b>42</b>
4.1- REAGENTES E MATERIAIS.....	42
4.2- COMPOSIÇÃO DO FLUIDO ESTUDADO .....	43
4.3- EQUIPAMENTOS .....	44
4.4- PREPARAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	44
4.5- ENSAIOS REOLÓGICOS.....	46
4.6- ENSAIOS DE FILTRAÇÃO .....	47
<b>5- RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>48</b>
5.1- DENSIDADE DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO FORMULADOS .....	48
5.2- ENSAIOS DE REOLOGIA .....	48
5.1.1- Gel inicial ( <i>Gi</i> ) e Gel final ( <i>Gf</i> ) .....	50
5.1.2- Viscosidade Aparente ( <i>VA</i> ) .....	51
5.1.3- Viscosidade plástica ( <i>VP</i> ) .....	51
5.1.4- Limite de escoamento .....	52
5.1.5- Volume de filtrado .....	52
5.1.6- Estabilidade Elétrica .....	53
5.3- ESCOAMENTO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO ATRAVÉS DE TUBO E ANULAR.....	53
<b>6- CONCLUSÕES.....</b>	<b>55</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>56</b>

## **1- INTRODUÇÃO**

O fluido utilizado na perfuração de poços na indústria do petróleo é comumente chamado de lama de perfuração. Esta lama deve apresentar características químicas e físicas satisfatórias para suportar os esforços da operação de perfuração. Na sua maioria, eles apresentam características reológicas não-Newtonianas com graus diferentes de elasticidade, plasticidade, tixotropia e reofluidificação.

O cálculo numérico de escoamentos e outros fenômenos de transporte envolvendo fluidos não-Newtonianos são cada vez mais frequentes, constituindo um método poderoso de projeto e diagnóstico em engenharia. O estudo do escoamento de fluidos não-Newtonianos em tubulações e no anular possibilita uma ampliação do conhecimento do fenômeno de escoamento desses fluidos, principalmente dos viscoplásticos, que abrangem a maioria dos fluidos processados na indústria atualmente.

Para atender as novas regulamentações ambientais, estudos vêm sendo realizados visando formular fluidos de perfuração à base de óleo vegetal, com uma toxicidade mais baixa do que aqueles tradicionalmente usados pela indústria. Sabe-se também da importância dos fluidos à base de óleo na perfuração de formações argilosas. Logo, um fluido de perfuração microemulsionado a base de óleo vegetal além de apresentar a vantagem, em relação às emulsões, de ser mais estável, também apresenta baixa compatibilidade com as formações reativas (sensíveis à água) e menor taxa de corrosão e é ecologicamente correto.

## **2- OBJETIVOS**

### **2.1- OBJETIVO GERAL**

Este trabalho tem como objetivo estudar as propriedades reológicas e o escoamento de fluido de perfuração a base de óleo vegetal (óleo de pinho).

### **2.2- OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- i) Preparar os fluidos a partir de microemulsões à base de óleo vegetal.
- ii) Realizar as medidas reológicas segundo as normas Petrobras (N2604 e N2605), determinar as forças géis (inicial e final), viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento, teste de filtrado na célula API, estabilidade elétrica e verificar a viabilidade como fluido de perfuração.
- iii) Analisar o escoamento dos fluidos preparados, determinando os parâmetros para o cálculo de perda de carga.

### **3- FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

#### **3.1- PERFURAÇÃO DE UM POÇO DE PETRÓLEO**

Os primeiros poços foram perfurados em busca de água para beber, lavar, irrigar e para salmoura, que era utilizada como uma fonte de sal. Foi somente no século IXX que a perfuração em busca de petróleo começou a se disseminar, pois a industrialização aumentou a necessidade de produtos derivados do petróleo (SILVA NETO, 2002).

Esta operação consiste em perfurar poços desde a superfície até o reservatório de petróleo, baseado em dados geológicos, e fundamenta-se nos elementos que influenciam no custo da perfuração como: o número de fases, tipo e profundidade de assentamento do revestimento, tipo de fluido e suas propriedades, tipo de broca, peso e rotação sobre a broca (parâmetros mecânicos) e a pressão, vazão e diâmetro dos jatos da broca (parâmetros hidráulicos) (SILVA NETO, 2002).

O fluido de perfuração é escolhido de acordo com as formações e o tempo em que elas deverão ficar expostas, objetivando evitar problemas de inchamento das argilas, desmoronamentos, alargamentos excessivos, etc. As propriedades do fluido de perfuração que mais influenciam na taxa de penetração e, conseqüentemente, no custo são: a densidade, o teor de sólidos, o filtrado e a viscosidade.

#### **3.2- FLUIDO DE PERFURAÇÃO**

Os fluidos de perfuração são vistos de diferentes maneiras por diferentes autores. O Instituto Americano de Petróleo (API) considera fluido de perfuração qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável. Contudo, autores como (THOMAS, 2004) consideram os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases (Figura 3.1). Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não-Newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002).



Figura 3.1- Fluido de Perfuração. Fonte: Lobato, 2011.

### 3.2.1- Funções dos Fluidos

Entre as muitas funções do fluido de perfuração, pode-se destacar:

- Transmitir energia hidráulica às ferramentas de perfuração;
- Controlar a corrosão das ferramentas de perfuração;
- Carrear os cascalhos para a superfície;
- Manter os cascalhos em suspensão numa parada de circulação;
- Vedar formações permeáveis;
- Exercer pressão hidrostática para equilibrar o poço;
- Fornecer informações sobre o fundo do poço;
- Contribuir para a sustentação das paredes do poço;
- Aliviar o peso da coluna de perfuração (flutuação);
- Minimizar o impacto ambiental.

### 3.3- CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. Embora ocorram divergências, o principal critério se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Neste critério, os fluidos são classificados em fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ar ou de gás. A natureza das fases dispersante e dispersa, bem como os componentes básicos e as suas quantidades definem não apenas o tipo de fluido, mas também as suas características e propriedades.

#### 3.3.1- Fluidos à base de água

A definição de um fluido de perfuração à base água considera principalmente a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Consequentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle das suas propriedades (SILVA, 2003).

A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais. Estes, principalmente argilas e polímeros, controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço. Os fatores a serem considerados na seleção da água de preparo são: disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, tipos de formações geológicas a serem perfuradas, produtos químicos que compõem o fluido, equipamentos e técnicas a serem usadas na avaliação das formações.

#### 3.3.2- Fluidos à base de ar

Perfuração a ar ou gás é um termo genérico aplicado quando o ar ou o gás, como todo ou parte, é usado como fluido circulante na perfuração rotativa.

Algumas situações recomendam a utilização destes fluidos de baixa densidade, tais como zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos. Também em formações muito duras como basalto ou o diabásio e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo (SILVA, 2003).

A perfuração com ar puro utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio como fluido, tendo aplicação limitada a formações que não produzam elevadas quantidades de água, nem contenham hidrocarbonetos. Esta técnica pode ser aplicada em formações duras, estáveis ou fissurada, onde o objetivo é aumentar a taxa de penetração.

### 3.3.1- Fluidos à base de óleo

Os fluidos de perfuração são à base de óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos. Pequenas gotículas de água ou de solução aquosa constituem a fase descontínua desses fluidos. Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase dispersa. Os fluidos podem ser emulsões água/óleo propriamente dita (teor de água < 10%) ou emulsão inversa (teor de água de 10% a 45%) (THOMAS, 2004).

As principais características dos fluidos à base óleo são:

- Grau de inibição elevado em relação às rochas ativas;
- Baixíssima taxa de corrosão;
- Propriedades controláveis acima de 350°F, até 500°F;
- Grau de lubricidade elevado;
- Amplo intervalo de variação de densidade: de 0,89 a 2,4;
- Baixíssima solubilidade de sais inorgânicos.

### 3.3.1.1- Fluido de perfuração à base de óleo vegetal

Os óleos vegetais apresentam uma alternativa real para aplicação em fluido de perfuração e como substitutos do óleo diesel e da parafina. Sendo um recurso renovável de origem agrícola ou florestal, a implementação do uso energético dos vegetais implica em vantagens nos aspectos ambientais, sociais e econômicos e pode ser considerado como um importante fator de viabilização do desenvolvimento sustentável (SILVA NETO, 2002).

## 3.4- REOLOGIA

### 3.4.1- Conceito

A reologia trata de um ramo da Física relacionado ao estudo do comportamento deformacional e do fluxo de matéria submetido a tensões sob determinadas condições termodinâmicas ao longo de um intervalo de tempo (ALMEIDA & SILVA, 2010).

Descreve, portanto, a deformação de um corpo sob influência de tensão. “Corpos” neste contexto podem ser sólidos, líquidos ou gases. Inclui propriedades como: viscosidade, plasticidade e elasticidade.

Quanto à deformação, os fluidos podem ser classificados em:

- Elásticos: Também conhecidos como reversíveis, são sistemas que não escoam e o sistema obedece à Lei de Hooke.
- Viscosos: Conhecidos também como irreversíveis são sistemas que escoam e o sistema obedece à Lei de Newton.

Também podem ser classificados quanto à relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento:

- Fluidos Newtonianos: sua viscosidade é constante, seguem a Lei de Newton. Esta classe abrange todos os gases e líquidos não poliméricos e homogêneos.

- Fluidos Não Newtonianos: a razão entre a taxa de cisalhamento e a tensão de cisalhamento não é constante.

### 3.4.2- Classificações

#### 3.4.2.1- *Corpos elásticos ideais*

São corpos que sofrem deformações elásticas, ou seja, deformações reversíveis sofridas sob tensão. Ao cessar a tensão o corpo retorna à sua forma e volume originais e a energia de deformação é recuperada quando a tensão aplicada ao material cessa. A razão entre tensão e deformação é denominada módulo de elasticidade ou módulo de Young (FOX *et al*, 2010).

#### 3.4.2.2- *Fluidos viscosos ideais*

São fluidos que sofrem deformações viscosas, ou seja, deformações contínuas e irreversíveis sofridas pelo material enquanto submetido a uma tensão de cisalhamento. Esta deformação é também conhecida como escoamento. A propriedade que relaciona a taxa de deformação do corpo ao cisalhamento é a viscosidade. Em fluidos viscosos ideais, a tensão de cisalhamento é proporcional à taxa de cisalhamento, onde a constante de proporcionalidade é, por definição, a viscosidade dinâmica do fluido (MACHADO, 2002).

### 3.4.3- Tipos de Fluidos Viscosos

O comportamento reológico de fluidos considerados puramente viscosos é definido pela relação entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento.

Os fluidos viscosos podem ser classificados como Newtonianos ou não-Newtonianos em função do seu comportamento de fluxo ou reológico.

### 3.4.3.1- Fluidos Newtonianos

A Lei de Newton da Viscosidade diz que a relação entre a tensão de cisalhamento e o gradiente local de velocidade é definida através de uma relação linear, sendo a constante de proporcionalidade, a viscosidade do fluido. Assim, todos os fluidos que seguem este comportamento são denominados fluidos newtonianos.

### 3.4.3.2- Fluidos não-Newtonianos

Um fluido não-Newtoniano é um fluido cuja viscosidade varia de acordo com o grau de deformação aplicado e cujas propriedades reológicas independem do tempo de aplicação da tensão de cisalhamento.

Estes fluidos são então classificados conforme o aspecto da curva de fluxo e a viscosidade desses fluidos, portanto, varia com a taxa de cisalhamento. Pode-se classificar estes fluidos em fluido plástico ideal (Modelo de Bingham), que possui uma tensão limite de escoamento mínima para que o fluido escoe – abaixo deste valor o fluido se comporta como sólido; e fluido pseudoplástico (Modelo Ostwald de Waale), que possuem uma curva de fluxo definida por uma equação exponencial. São substâncias que, em repouso, apresentam suas moléculas em um estado desordenado, e quando submetidas a uma tensão de cisalhamento, suas moléculas tendem a se orientar na direção da força aplicada - e quanto maior esta força, maior será a ordenação e, conseqüentemente, menor será a viscosidade aparente; e fluido dilatante, cuja curva de fluxo é regida por uma equação exponencial análoga aquela apresentada pelos fluidos pseudoplásticos, mas apresenta um valor de expoente maior que um. Neste tipo de fluido a viscosidade cresce com a taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002).

A Figura 3.2 apresenta o comportamento reológico dos quatro tipos de fluidos viscosos anteriormente citados.

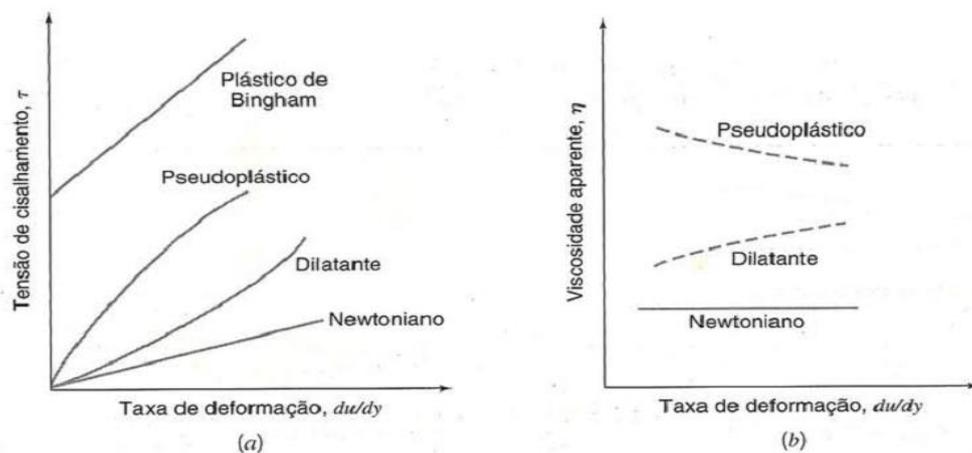


Figura 3.2- Perfis das curvas de tensão x taxa de cisalhamento e viscosidade x taxa de cisalhamento para os principais tipos de fluidos. Fonte: Fox *et al*, 2010.

#### 3.4.3.2.1- Modelo de Bingham

Conforme citado anteriormente, os materiais que são caracterizados pelo modelo de Bingham quando submetidos a baixas tensões não escoam, a não ser que a tensão aplicada ultrapasse uma tensão limite, condições representadas nas Equações (1) e (2) a seguir (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\tau = \mu_p \cdot \gamma + \tau_L \quad \text{para } \tau > \tau_L \quad (1)$$

$$\gamma = 0 \quad \text{para } \tau < \tau_L \quad (2)$$

Onde  $\tau_L$  é a “tensão limite de escoamento”, e  $\mu_p$  a viscosidade limite, definida em função da viscosidade aparente na Equação (3):

$$\mu_a = \mu_p + \frac{\tau_L}{\gamma} \quad (3)$$

Para este modelo, fica evidente que o material apresentará um comportamento pseudoplástico, e que a viscosidade se aproxima de um valor limite  $\mu_p$  à medida que a taxa de cisalhamento aumenta, e a viscosidade se aproxima do infinito quando o cisalhamento tende à zero. Desta maneira, o comportamento apresentado diante de altos

ou baixos cisalhamentos é reais, o que traz resultados mais confiáveis para estes casos (MACHADO, 2002).

### 3.5- ESCOAMENTO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO ATRAVÉS DO TUBO E NO ANULAR

Durante as etapas da perfuração de um poço de petróleo, o escoamento de fluido é um assunto de muita importância. O sucesso das operações de deslocamento e circulação dos fluidos num poço de petróleo depende do conhecimento de mecânica de fluido e habilidade dos técnicos envolvidos. A mecânica classifica a matéria em duas categorias: sólidos e fluidos. O sólido apresenta certa rigidez, enquanto o fluido escoou ou flui (MACHADO, 2002).

Neste trabalho abordou-se apenas o estudo e análise das propriedades reológicas para comportamento do fluido, considerado incompressível e em escoamento unidirecional e monofásico. Considerou-se que a temperatura e pressão não afetaram significativamente o seu volume.

Os modelos de fluidos não-Newtonianos mais largamente empregados na indústria são aqueles derivados do modelo de fluido newtoniano generalizado. Os modelos de Bingham estão entre os que são mais utilizados para descrever o comportamento não linear da viscosidade.

#### 3.5.1- Escoamento no interior do tubo

Os fluxos de fluido através de tubos, comandos e mangueiras são casos particulares de escoamento no interior de tubos de seção circular. Os fluxos laminar e turbulento em tubos têm sido estudados para diversos modelos de fluido e as equações mecanicistas propostas são relativamente simples. Um número considerável de trabalhos experimentais tem sido realizado para ajudar a encontrar equações empíricas aceitáveis na solução dos problemas de escoamento de fluidos não-Newtonianos no interior de tubos. A experiência e os resultados têm mostrado que quando o fluido se

correlaciona bem com o modelo empregado, o fluxo através de tubos pode ser calculado com maior confiança (MACHADO, 2002).

### 3.5.1.1- Fluxo Laminar

No escoamento laminar, as camadas de fluido se deslocam através de linhas de corrente, retas ou curvas, paralelas à direção do escoamento, sem que ocorra mistura macroscópica (Figura 3.3). É sabido ainda que a distribuição de velocidades seja parabólica no interior de tubos circulares, quando se atinge o estado estacionário (MACHADO, 2002).

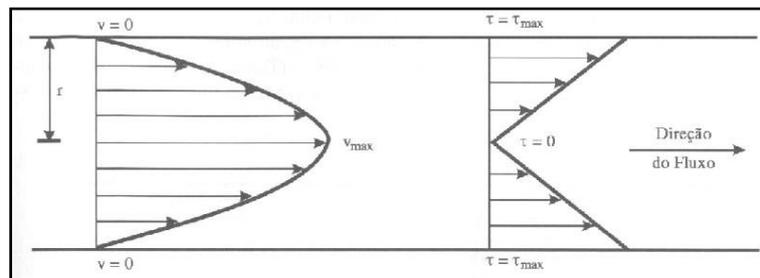


Figura 3.3- Representação do fluxo laminar dentro do tubo. Fonte: Fox *et al*, 2010.

#### 3.5.1.1.1- Velocidade média para fluido não-Newtoniano

A velocidade média, com a qual o fluido circula através dos tubos, pode ser calculada pela Equação 4, em unidade do campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\bar{v} = \frac{Q}{2,448D^2} \quad (4)$$

Onde:

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

Q: é a vazão do fluido (gal/min);

D: é o diâmetro do tubo (in).

Em condições típicas de perfuração, as velocidades no interior da tubulação são bastante elevadas, isto é, da ordem de 5 ft/s.

### 3.5.1.1.2- Tensão cisalhante

A tensão de cisalhamento é a força por unidade de área cisalhante, necessária para manter o escoamento do fluido (Equação 5) (MACHADO, 2002).

$$\tau_w = \frac{D \cdot \Delta P}{4L} \quad (5)$$

Onde:

$\tau_w$ : é a tensão cisalhante na parede do tubo (psi/in<sup>2</sup>);

D: é o diâmetro do tubo (in);

$\Delta P$ : é o diferencial de pressão que provoca o deslocamento (psi);

L: é o comprimento da camada do fluido (in).

### 3.5.1.1.3- Viscosidade aparente (VA)

Uma maneira de se estimar a viscosidade do fluido não-Newtoniano consiste em determinar uma viscosidade na taxa de cisalhamento equivalente à condição real de fluxo conhecida também por viscosidade aparente. Esta viscosidade é dada pela Equação 6, em unidade de campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\mu_a = \mu_p + \frac{6,66\tau_L D}{\bar{v}} \quad (6)$$

Onde:

$\mu_a$  : é a viscosidade aparente (cP);

$\mu_p$  : é a viscosidade plástica (cP);

$\tau_L$ : é o limite de escoamento (lbf/100ft<sup>2</sup>);

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

D: é o diâmetro do tudo (in).

#### 3.5.1.1.4- Número de Reynolds e valores críticos

O número de Reynolds é um parâmetro adimensional, deduzido com análise dimensional e empírica. Ele é usado como um parâmetro de correlação, cujo significado assume que diferentes fluidos com diferentes propriedades exibam características de escoamento similar, sob um mesmo número de Reynolds. Reynolds é definido pela Equação (7), em unidade do campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$N_R = \frac{928 \rho D \bar{v}}{\mu_a} \quad (7)$$

Onde:

$N_R$ : é o número de Reynolds (adimensional);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

D: é o diâmetro do tudo (in);

$\mu_a$ : é a viscosidade aparente (cP).

#### Número de Hedstrom ( $N_{HE}$ )

Para fluidos de Bingham, Hanks e Pratt, recomenda-se definir o número de Hedstrom (Equação 8) e por seguinte utilizar o gráfico da Figura 3.4 para determinar o número de Reynolds crítico  $N_{RC}$  (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$N_{HE} = \frac{37100 \rho \tau_L D^2}{\mu_p^2} \quad (8)$$

Onde:

$N_{HE}$ : é o número de Hedstrom (adimensional);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

$\tau_L$ : é o limite de escoamento (lbf/100ft<sup>2</sup>);

$\mu_p$ : é a viscosidade plástica (cP).

O valor de  $N_{RC}$  é encontrado através do gráfico ( $N_{RC} \times N_{HE}$ ) da Figura 3.4.

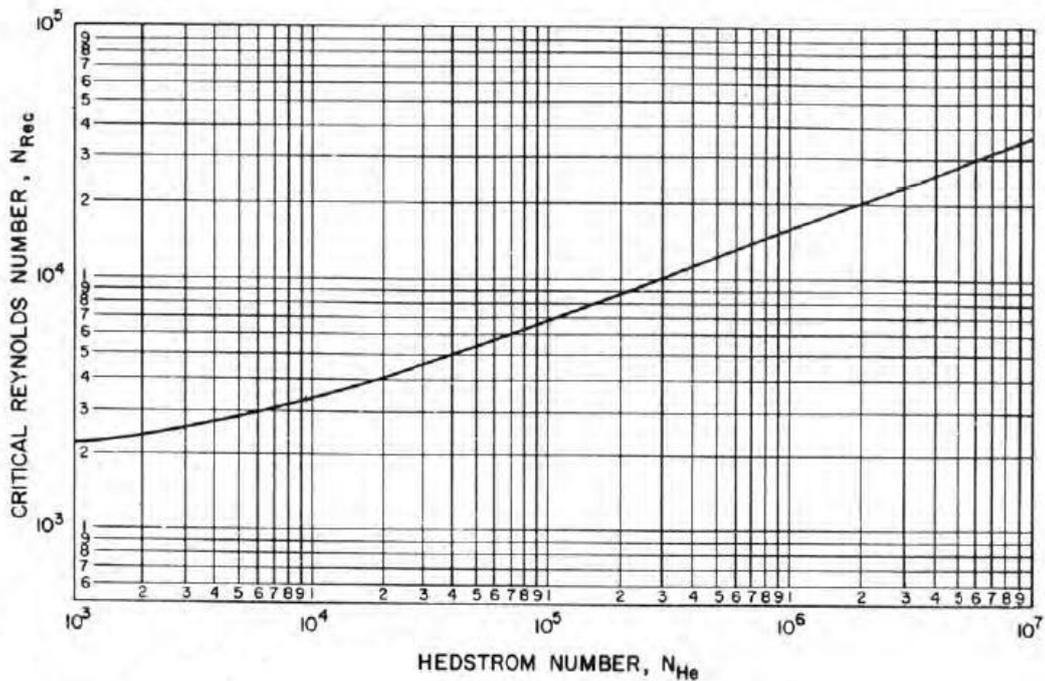


Figura 3.4- Número de Reynolds crítico para fluido de Bingham. Fonte: Bourgoyne *et al.*, 1986.

### Velocidade crítica

Por comparação com a velocidade média real de fluxo, pode-se inferir se o regime é laminar ou turbulento. A Tabela 3.1 representa os ranges dos fluxos dependendo do Número de Reynolds.

Tabela 3.1 – Números de Reynolds críticos praticados nos escoamentos usuais da indústria do petróleo.

$N_R$	$N_R$ crítico	Tipo de fluxo	Tipo de fluido
<	100	Tampão	Não-Newtoniano
<	2000-2100	Laminar	Newtoniano
>	3000	Turbulento	Newtoniano
>	3000-8000	Turbulento	Não-Newtoniano

A velocidade crítica é definida com a velocidade a um número de Reynolds denominado crítico no fluido de Bingham, expressa pela Equação 9 (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$v_c = \frac{16800 \mu_p \sqrt{(16800 \mu_p)^2 + 67200 \tau_L \rho D^2}}{16 \rho D} \quad (9)$$

Onde:

$v_c$ : é a velocidade crítica (ft/s);

$\mu_p$  : é a viscosidade plástica (cP).

$\tau_L$ : é o limite de escoamento (lbf/100ft<sup>2</sup>);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

D: é o diâmetro do tubo (in).

#### 3.5.1.1.5- Fator de fricção de Fanning ( $f$ )

O parâmetro  $f$ , denominado fator de fricção de Fanning, adimensional, é função do tipo de fluido, regime de fluxo, número de Reynolds e condição da parede da tubulação. Esta condição é definida pela rugosidade relativa ( $\epsilon/D$ ) ou rugosidade efetiva ( $\epsilon$ ), que é a profundidade média das irregularidades da parede do tubo (MACHADO, 2002).

$$f = \frac{16}{N_R} \quad (10)$$

Onde:

$f$ : é o fator de fricção de fanning;

$N_R$ : é o Número de Reynolds.

### 3.5.1.1.6- Perda de carga ( $\Delta P$ )

Sempre que um fluido se desloca no interior de um tubo ocorre atrito deste fluido com as paredes internas deste tubo, ocorre também uma turbulência do fluido com ele mesmo, este fenômeno faz com que a pressão que existe no interior da tubulação diminua gradativamente à medida com que o fluido se desloque, esta diminuição da pressão é conhecida como “Perda de Carga ( $\Delta P$ )” (GERNER, 2011).

A perda de carga de um fluido Binghamiano, em regime laminar, no interior de um tubo, pode ser calculada pela Equação 11 (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\Delta P = \frac{\mu_p \bar{v} L}{1500 D^2} + \frac{\tau_L L}{225 D} \quad (11)$$

Onde:

$\Delta P$ : é o diferencial de pressão que provoca o deslocamento;

$L$ : é o comprimento do tubo;

$\mu_p$ : Viscosidade plástica (cP);

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

$\tau_L$ : é o limite de escoamento (lbf/100ft<sup>2</sup>);

$D$ : é o diâmetro do tubo (in).

### 3.5.1.2- Fluxo Turbulento

O fluxo turbulento se caracteriza pelo deslocamento caótico de pequenas massas de fluido ao longo do canal de fluxo. Em fluxo turbulento, as partículas ou massas de fluido se movem ao acaso e através da trajetória acentuadamente curva. As velocidades pontuais mudam em valor e direção a todo instante (MACHADO, 2002).

Alguns parâmetros como velocidade média, tensão cisalhante, número de Reynolds e valores críticos são calculadas utilizando as equações para o fluxo laminar, enquanto que parâmetros como viscosidade efetiva, fator de fricção e perda de carga, tem-se outras equações correspondentes ao fluxo turbulento.

#### 3.5.1.2.1- Viscosidade aparente

A viscosidade aparente do fluxo turbulento é equivalente à viscosidade plástica do mesmo. Esta viscosidade é dada pela Equação 12 (MACHADO, 2002):

$$\mu_a = \mu_p \quad (12)$$

Onde:

$\mu_a$ : é a viscosidade aparente (cP)

$\mu_p$ : é a viscosidade plástica (cP)

#### 3.5.1.2.2- Fator de fricção ( $f$ )

O fator de fricção, proposta por Blasius é função do tipo de fluido, regime de fluxo, número de Reynolds e condição da parede da tubulação. Representado na Equação 13 é resultado do rearranjo da correlação de Colebrook (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$f = \frac{0,0791}{(N_R)^{0,25}} \quad (13)$$

Onde:

$f$ : é o fator de fricção;

$N_R$ : é o Número de Reynolds.

### 3.5.1.2.3- Perda de carga

A perda de carga de um fluido Binghamiano, em fluxo turbulento, no interior de um tubo, pode ser calculada, pela Equação 14, em unidades do campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\Delta P = \frac{fL\rho\bar{v}^2}{25,8D} \quad (14)$$

Onde:

$\Delta P$ : é o diferencial de pressão que provoca o deslocamento;

$f$ : é o fator de fricção;

$L$ : é o comprimento do tubo;

$\rho$ : é massa específica (lb/gal);

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

$D$ : é o diâmetro do tubo (in).

A perda de carga “simplificada” pode ser calculada pela Equação 15, não havendo necessidade do Fator de Fricção ( $f$ ), (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\Delta P = \frac{\rho^{0,75} L (\bar{v})^{1,75} \mu_p^{0,25}}{1800D^{1,25}} \quad (15)$$

Onde:

$\Delta P$ : é o diferencial de pressão que provoca o deslocamento (psi);

$\mu_p$ : é a viscosidade plástica (cP);

$L$ : é o comprimento do tubo (ft);

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

D: é o diâmetro do tubo (in).

### 3.5.2- Escoamento no anular

O escoamento no anular (Figura 3.5) é muito semelhante ao escoamento através de tubos. Os princípios físicos são idênticos, estando quase sempre relacionado com as perdas de pressão que ocorre no trecho considerado. A determinação das perdas de carga no anular necessita, à semelhança do escoamento em tubo, de uma avaliação precisa do número de Reynolds e da viscosidade equivalente para fluidos não-Newtonianos. A principal diferença na análise do escoamento anular quando comparada com o escoamento em tubos, refere-se à diferença de aspectos geométricos (MACHADO, 2002).

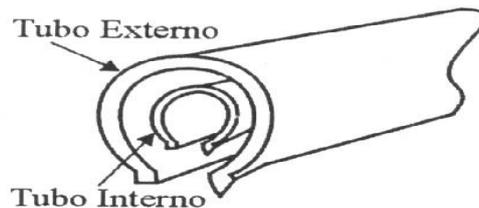


Figura 3.5- Representando o espaço anular. Fonte: Santanna, 2010.

#### 3.5.2.1- Fluxo Laminar

O escoamento laminar no espaço anular é pouco mais complexo do que no interior do tubo. O perfil de velocidades, apesar de aparentemente semelhante, mostra uma relação mais complicada em relação à posição radial.

3.5.2.1.1- Diâmetro equivalente ( $D_e$ )

O “ $D_e$ ” é o diâmetro equivalente que deve ser substituído pelo diâmetro do tubo  $D$  este tubo fictício deve produzir resultados de escoamento semelhantes ao anular em questão. A espessura do espaço anular está representado na Figura 3.6 e pode ser expresso pela Equação 16 (MACHADO, 2002):

$$D_e = 0,8165 (D_o - D_i) \quad (16)$$

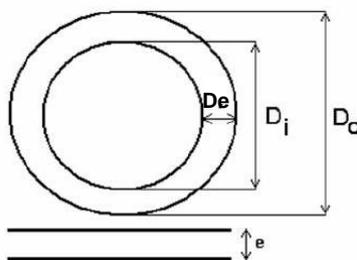


Figura 3.6- Representa o  $D_e$  entre a coluna e o poço. Fonte: Santanna, 2010.

## 3.5.2.1.2- Velocidade média

A velocidade média, com a qual o fluido circula no anular, pode ser calculada pela Equação 17, em unidades do campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\bar{u} = \frac{Q}{2,448 (D_o^2 - D_i^2)} \quad (17)$$

Onde:

$\bar{u}$ : é a velocidade média (ft/s);

$Q$ : é a vazão do fluido (gal/min);

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in).

Em condições típicas de perfuração, as velocidades no anular são baixas, isto é, na faixa de 1 a 3 ft/s.

## 3.5.2.1.3- Tensão cisalhante

A Equação 18 mostra a tensão de cisalhamento no fluxo laminar no escoamento anular (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\tau_{wa} = \frac{(D_o - D_i)\Delta P}{4L} \quad (18)$$

Onde:

$\tau_{wa}$ : é a tensão cisalhante no anular;

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in);

$\Delta P$ : é o diferencial de pressão que provoca o deslocamento;

$L$ : é o comprimento da camada do fluido.

## 3.5.2.1.4- Viscosidade aparente de fluidos não-Newtonianos

Esta viscosidade aparente é dada pela Equação 19, em unidade de campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\mu_a = \mu_p + \frac{5\tau_L(D_o - D_i)}{\bar{v}} \quad (19)$$

Onde:

$\mu_a$  : é a viscosidade aparente (cP);

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in);

$\tau_L$ : é o limite de escoamento;

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s).

## 3.5.2.1.5- Número de Reynolds e valores críticos

O número de Reynolds para escoamento no anular e fluxo laminar é definido pela Equação 20, em unidade do campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$N_R = \frac{757 (D_o - D_i) \rho \bar{v}}{\mu_a} \quad (20)$$

Onde:

$N_R$ : é o número de Reynolds (adimensional);

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

$\mu_a$ : é a viscosidade aparente (cP).

Número de Hedstrom ( $N_{HE}$ )

Para fluidos de Bingham, Hanks e Pratt, recomenda-se definir o número de Hedstrom (Equação 21) e por seguinte utilizar o gráfico da Figura 3.5 (no item 3.5.1.1.4) para determinar o  $N_{RC}$  (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$N_{HE} = \frac{24700 \rho \tau_L (D_o - D_i)^2}{\mu_p^2} \quad (21)$$

Onde:

$N_{HE}$ : é o número de Hedstrom (adimensional);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

$\tau_L$ : é o limite de escoamento (lbf/100ft<sup>2</sup>);

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in);

$\mu_p$ : é a viscosidade plástica (cP).

O valor de  $N_{RC}$  é encontrado através do gráfico ( $N_{RC} \times N_{HE}$ ) da Figura 3.4.

Velocidade crítica

A velocidade crítica no escoamento anular é definida como a velocidade a um número de Reynolds denominado crítico no fluido de Bingham, expressa pela Equação 22 (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$v_c = \frac{30864 \mu_p \sqrt{(30864 \mu_p)^2 + 123456 \tau_L \rho (D_o - D_i)^2}}{24 (D_o - D_i) \rho} \quad (22)$$

Onde:

$v_c$ : é a velocidade crítica (ft/s);

$\mu_p$  : é a viscosidade plástica (cP).

$\tau_L$ : é o limite de escoamento (lbf/100ft<sup>2</sup>);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in).

3.5.2.1.6- Fator de fricção de Fanning ( $f$ )

O parâmetro  $f$ , denominado fator de fricção de Fanning, é expresso pela Equação 23 (MACHADO, 2002):

$$f = \frac{24}{N_R} \quad (23)$$

Onde:

$f$ : é o fator de fricção de Fanning;

$N_R$ : é o Número de Reynolds.

3.5.2.1.7- Perda de carga ( $\Delta P$ )

A perda de carga de um fluido Binghamiano, em regime laminar no anular, em unidades do campo, pode ser calculada pela Equação 24 (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\Delta P = \frac{\mu_p \bar{v} L}{1000(D_o - D_i)^2} + \frac{\tau_L L}{200(D_o - D_i)} \quad (24)$$

Onde:

$\Delta P$ : é o diferencial de pressão que provoca o deslocamento;

$\mu_p$ : é a viscosidade plástica (cP);

$\bar{v}$ : é a velocidade média de fluxo no anular (ft/s);

L: é o comprimento do tubo;

$\tau_L$ : é o limite de escoamento (lbf/100ft<sup>2</sup>);

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in).

## 3.5.2.2- Fluxo Turbulento

As perdas de pressão do fluxo turbulento para o espaço anular podem ser calculadas usando o mesmo procedimento de cálculo para o fluxo no interior dos tubos. A viscosidade equivalente, definida pela Equação 13, deve ser avaliada para se proceder o cálculo do número de Reynolds. A Equação de Fanning 14 é empregada com algumas modificações devido à geometria anular (MACHADO, 2002).

O diâmetro equivalente substitui o diâmetro da tubulação tanto na Equação do número de Reynolds quanto na Equação de perda de carga.

## 3.5.2.2.1- Número de Reynolds

O número de Reynolds fluxo laminar para escoamento no anular é definido pela Equação 25, mudando apenas  $\mu_p$  por  $\mu_a$  mostrado na Equação 13, em unidade do campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$N_R = \frac{757(D_o - D_i)\rho\bar{v}}{\mu_a} \quad (25)$$

Onde:

$N_R$ : é o número de Reynold (adimensional);

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

$\mu_a$  : é a viscosidade aparente (cP).

## 3.5.2.2.2- Perda de carga

A perda de carga de um fluido Binghamiano, em fluxo turbulento no anular, pode ser calculada, pela Equação 14, em unidades do campo (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\Delta P = \frac{fL\rho\bar{v}^2}{21,1(D_o - D_i)} \quad (26)$$

Onde:

$\Delta P$ : é o diferencial de pressão que provoca o deslocamento;

$f$ : é o fator de fricção;

$L$ : é o comprimento do tubo;

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

$D_o$ : é o diâmetro do tubo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tubo interno (in).

A perda de carga “simplificada” pode ser calculada pela Equação 27, não havendo necessidade do Fator de Fricção ( $f$ ), (BOURGOYNE *et al*, 1986):

$$\Delta P = \frac{\rho^{0,75} L (\bar{v})^{1,75} \mu_p^{0,25}}{1396(D_o - D_i)^{1,25}} \quad (27)$$

Onde:

$\Delta P$ : é o diferencial de pressão que provoca o deslocamento;

$\mu_p$ : é a viscosidade plástica (cP);

L: é o comprimento da camada do fluido;

$\bar{v}$ : é a velocidade média (ft/s);

$\rho$ : é a massa específica (lb/gal);

$D_o$ : é o diâmetro do tudo externo (in);

$D_i$ : é o diâmetro do tudo interno (in).

### 3.7- PROPRIEDADES REOLÓGICAS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

A reologia é a ciência da deformação e fluxo da matéria. Com esta ciência é possível determinar como o fluido escoará em condições variadas, incluindo temperatura e pressão. Em trabalhos de campo, as principais propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são: Viscosidade aparente (cP); Viscosidade plástica (cP); Limite de escoamento (lb/100 ft<sup>2</sup>); Força gel (lb/100 ft<sup>2</sup>).

Em termos reológicos, a viscosidade é o parâmetro mais conhecido, sendo definida como a resistência ao fluxo.

A viscosidade aparente é definida como a viscosidade de um fluido não-Newtoniano em determinada taxa de cisalhamento. A viscosidade aparente é a medida da metade da leitura marcada em um viscosímetro rotacional Fann® 35A a 600 rpm

(taxa de cisalhamento de  $1022 \text{ s}^{-1}$ ), pode ser determinada pela Equação 28 (MACHADO, 2002):

$$(\mu_a)_{600} = 300 \left( \frac{\theta_{600}}{600} \right) = \left( \frac{\theta_{600}}{2} \right) \quad (28)$$

A viscosidade plástica é a medida da resistência interna do fluido ao escoamento resultante da interação dos sólidos presentes. Ela tem um efeito mecânico indicativo de número, tipo e tamanho das partículas sólidas. Quando o teor de sólidos aumenta, a fricção entre as partículas aumenta. A viscosidade plástica para um fluido de Bingham pode ser determinadas pela Equação 29 (MACHADO, 2002):

$$\mu_p = 300 \left( \frac{\theta_{600} - \theta_{300}}{600 - 300} \right) = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (29)$$

As forças géis são uma medida das forças atrativas elétricas dentro de um fluido de perfuração quando submetido às condições estáticas e são medidas após 10 segundos (gel inicial) e 10 minutos (gel final), de acordo com as condições especificadas nas Normas Petrobras N204 e N2605. A força gel depende do tempo e das forças estáticas quando um fluxo é iniciado. Os valores de gel inicial e final caracterizam a capacidade do fluido de sustentar os cascalhos formados. Os fluidos devem apresentar características tixotrópicas bem definidas.

O limite de escoamento representa o esforço requerido para iniciar o movimento de um fluido, pode ser determinado pela Equação 30 (MACHADO, 2002):

$$\tau_L = \frac{(600 \cdot \theta_{300} - 300 \cdot \theta_{600})}{(600 - 300)} = 2 \cdot \theta_{300} - \theta_{600} = \theta_{300} - (\theta_{600} - \theta_{300}) = \theta_{300} - \mu_p \quad (30)$$

### 3.8- DETERMINAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DO FLUIDO ESTUDADO

Por interagir continuamente com as rochas perfuradas, os fluidos utilizados necessitam de tratamentos para conservação de suas propriedades físicas e químicas. Estes tratamentos são determinados, e efetuados, depois de testes diários determinados

durante o processo de perfuração do poço. Algumas das propriedades são: peso específico, filtrado API (de acordo com o *American Petroleum Institute*) e estabilidade elétrica.

### 3.8.1- Peso Específico

Este infere diretamente na coluna hidrostática exercida pelo fluido ao longo do poço. Para os ensaios de densidade foi utilizada uma balança de fluidos da Fann® (Figura 3.7) com o intuito de se obter o valor da densidade do fluido formulado. O sistema preparado é vertido para o recipiente que forma a balança de lama, e sua densidade é indicada quando o equilíbrio é alcançado. Esta dispõe de duas escalas, sendo lb/gal, mais usada, e lb/ft<sup>3</sup>. Partindo-se da densidade do fluido, o cálculo da coluna hidrostática é dado pela Equação 31:

$$\text{Pressão Hidrostática} = \rho(\text{lb/gal}) \times \text{profundidade}(m) \times 0,17 \quad (31)$$



Figura 3.7- Balança densimétrica

### 3.8.2- Filtrado API

As formações encontradas durante a perfuração podem portar-se como tela de filtro. Os sólidos do fluido são depositados nas paredes do poço e o líquido da fase contínua (filtrado) invade a formação. Um baixo valor de filtrado ajuda a manter a estabilidade do poço e minimiza danos à formação. Os benefícios que podem ser obtidos no controle de perda de fluido são: redução do perigo de prisão de ferramenta, aumento da proteção para as formações produtoras e promoção da estabilidade do poço.

O filtrado é uma quantidade (a ser determinada) de fase contínua (neste caso, óleo) que passa para as paredes do poço (formação), desestabilizando-as (PEREZ, 2008).



Figura 3.8- Filtro API

### 3.8.3- Estabilidade Elétrica

Propriedade específica de fluidos não aquosos, fluidos de emulsão inversa, determina a estabilidade física da emulsão, ou seja, o quanto a fase dispersa está fortemente envolvida por partículas orgânicas, as dispersantes. Quanto maior o valor da estabilidade, melhor a estabilidade da emulsão (SANTOS, 2009). A estabilidade é medida pelo que chamamos de medidor de estabilidade elétrica, mostrado na Figura 3.9.



Figura 3.9- Medidor de Estabilidade Elétrica.

## 4- METODOLOGIA

### 4.1- REAGENTES E MATERIAIS

Os dois tipos de fluidos foram preparados a partir dos sistemas microemulsionados já estudados por Santanna (2003). Os referidos sistemas são à base de óleo de pinho e estão destacados nas Figuras 4.1 e 4.2.

O Fluido de Perfuração 1 (PF1) tem concentrações de 60% de óleo de pinho (OP), 15% de água destilada (AD), 8,3% de álcool Isoamílico (AI), 16,7% de sabão base (SB). O Fluido de Perfuração 2 (PF2) tem concentrações de 55% de óleo de pinho, 25% de água destilada, 6,7% de álcool etílico e 13,3% de sabão base. Estes foram os pontos de melhor microemulsão para verificação da estabilidade do sistema.

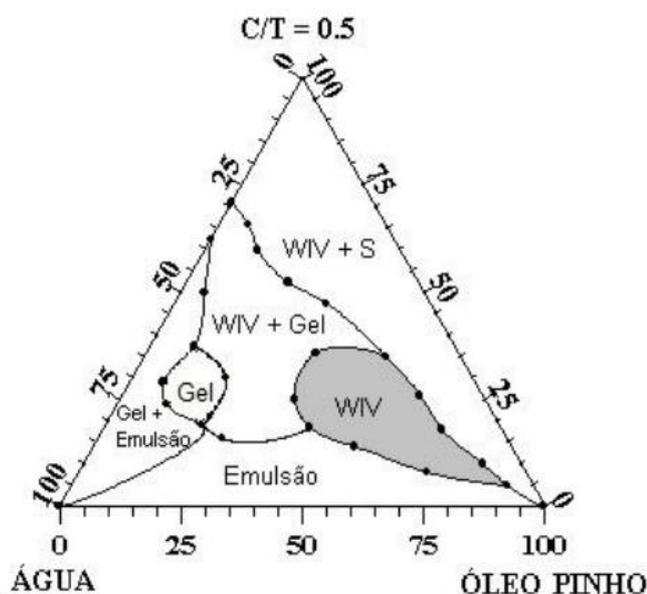


Figura 4.1 - Sistema microemulsionado A/O composto por: água destilada, sabão base, óleo de pinho e álcool isoamílico (26°C). Fonte: Santanna, 2003.

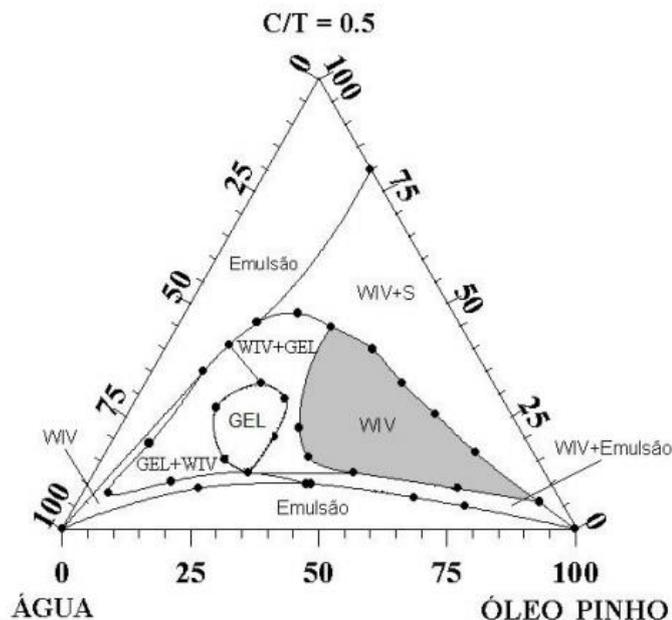


Figura 4.2- Sistema microemulsionado A/O composto por: água destilada, sabão base, óleo de pinho e álcool etílico (26°C). Fonte: Santanna, 2003.

#### 4.2- COMPOSIÇÃO DO FLUIDO ESTUDADO

O fluido de perfuração estudado neste trabalho é constituído de óleo de pinho, álcool etílico e álcool isoamílico, água, sabão base, argila organofílica e baritina ( $\text{BaSO}_4$ ). Onde:

- Óleo de Pinho (fase orgânica) – Apresenta-se como um líquido transparente, com cor variando de incolor a amarelo e com odor pináceo característico.
- Sabão base (Tensoativo) – São compostos capazes de estabilizar emulsões A/O ou O/A, foi obtido de óleos vegetais e animal.
- Álcool etílico e Isoamílico (Cotensoativo) – é uma molécula não iônica que tem a função de estabilizar a microemulsão diminuindo a repulsão entre as partes hidrofílicas do tensoativo.

- d) Argila organofílica (Viscosificante) – Doadora de viscosidade, responsável pela sustentação dos sólidos (formação) requerida no fluido.
- e) Baritina ( $\text{BaSO}_4$ ) – Responsável pela densidade do fluido (inerte).
- f) Água destilada – Compõe a fase dispersa do fluido.

#### 4.3- EQUIPAMENTOS

Os equipamentos utilizados experimentalmente estão elencados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1- Equipamentos utilizados no estudo do fluido e suas funções.

<b>Equipamentos</b>	<b>Utilização</b>
Agitador mecânico Hamilton Beach	Formulação do fluido de perfuração
Medidor de Estabilidade Elétrica	Medida da estabilidade elétrica
Filtro Prensa API	Determinação do volume de filtrado
Viscosímetro Fann® modelo 35A	Determinação das propriedades reológicas e gel.
Balança analítica Tecnal modelo B-TEC-W210A	Pesar a argila organofílica, baritina e sabão base.
Cronômetro TECHNOS	Cronometrar o tempo de agitação de cada componente do fluido

#### 4.4- PREPARAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Foi adicionado o óleo de pinho no copo do misturador Hamilton Beach em agitação média. Adicionou-se o sabão base e álcool no copo sob agitação por 10 minutos. Após os 10 minutos, adicionou-se água destilada sem desligar o misturador, e por último adicionou-se a argila organofílica, agitando novamente por 10 minutos.

Retira-se o fluido preparado do misturador. Observa-se o aspecto do fluido após a formulação, Figura 4.3.

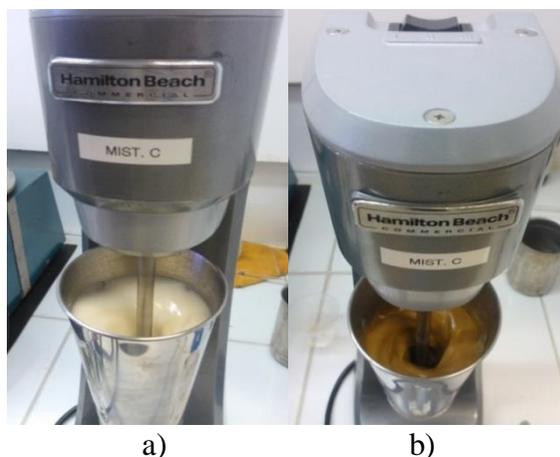


Figura 4.3- Fluido agitado no Hamilton Beach: A) sem a argila organofílica; B) com a argila organofílica.

Após 24 horas, o fluido foi colocado na balança densimétrica para determinar o peso. Como não atingiu o peso necessário de 8,5 lb/gal, adicionou-se baritina para adensar o fluido. O balanço de massa é obtido pela Equação 32:

$$\rho_f \cdot V_f + \rho_{baritina} \cdot V_{baritina} = \rho_{fdesejado} \cdot (V_f + V_{baritina}) \quad (32)$$

Onde:

$\rho_f$ : é o peso específico do fluido obtido (lb/gal);

$V_f$ : é o volume do fluido obtido (mL);

$\rho_{baritina}$ : é a massa específica da baritina (lb/gal);

$V_{baritina}$ : é o volume necessário de baritina (mL);

$\rho_{fdesejado}$ : é o peso específico desejado do fluido (lb/gal).

Com o volume da baritina ( $V_{baritina}$ ) obtido pelo balanço de massa, calculou-se a sua massa pela Equação 33:

$$m_{baritina} = \rho_{baritina} \cdot V_{baritina} \quad (33)$$

Colocou-se o fluido adensado no viscosímetro rotacional FANN<sup>®</sup> 35A para determinar  $G_i$ ,  $G_f$ ,  $VA$ ,  $VP$  e  $LE$ , também no equipamento da estabilidade elétrica e por fim determinou-se o volume de filtrado em célula API.

#### 4.5- ENSAIOS REOLÓGICOS

Todos os ensaios de reologia dos fluidos de perfuração formulados foram realizados em viscosímetro Fann 35A (Figura 4.4), o qual é composto por um sistema de cilindros coaxiais, no qual o cilindro externo gira e o interior permanece estático, ambos imersos no fluido, contido em um recipiente com aproximadamente 350 mL. Este sistema trabalha com uma taxa de cisalhamento controlada, sendo as medidas lidas em rotações por minuto (rpm), onde, por exemplo,  $\theta_{600}$  corresponde à leitura obtida a 600 rpm,  $\theta_{300}$  à leitura obtida a 300 rpm, e assim por diante. Determinam-se além dos parâmetros reológicos de viscosidade plástica, viscosidade aparente e limite de escoamento, os valores de gel inicial (GI) e gel final (GF), que se relacionam à velocidade de formação e rigidez dos géis formados. Os géis são determinados colocando-se o viscosímetro em alta rotação ( $\theta_{600}$ ) por um minuto e em seguida desligando-se o mesmo. O sistema permanece por 10 segundos desligado, no caso de gel inicial, ou 10 minutos, no caso do gel final. Em seguida, o viscosímetro é religado em rotação  $\theta_3$  (3 rpm) e faz-se a leitura do valor máximo registrado pelo ponteiro no *dial*.

Os ensaios reológicos para todas as formulações de interesse foram realizados em temperatura ambiente (cerca de 25°C).



Figura 4.4- Viscosímetro

#### 4.6- ENSAIOS DE FILTRAÇÃO

Todos os ensaios de filtração dos fluidos formulados foram realizados em Filtro API Fann® (Figura 3.8), o qual é constituído por um cilindro metálico com um orifício em uma de suas extremidades. Um papel de filtro padrão Fann® é ajustado sobre a superfície que contém o orifício e cerca de 350 mL de fluido são vertidos sobre o papel. O fluido é submetido a uma pressão de 100 psi de gás nitrogênio e o volume de filtrado obtido após 30 minutos é medido com uma proveta colocada abaixo do orifício. O volume recolhido caracteriza a eficiência do fluido como redutor de filtrado.

Formações que não são sensíveis à hidratação dos folhelhos podem ser perfuradas usando-se um fluido de perfuração que resulte em 20 mL de volume de filtrado no ensaio de filtração API. Mas quando a formação é constituída por folhelhos reativos, a perfuração necessita de um fluido que atinja, no máximo, 6 mL de volume de filtrado no ensaio API (BARROS, 2007).

## 5- RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos para as medidas das densidades dos fluidos, os ensaios de reologia, do filtrado API. Além disso, os cálculos da perda de carga do escoamento dos fluidos preparados através do tubo e no anular.

### 5.1- DENSIDADE DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO FORMULADOS

O PF1 obteve 7,6 lb/gal após pesado na balança densimétrica, portanto não atingiu o peso ideal de 8,5 lb/gal. O PF2 obteve 7,5 lb/gal após pesado na balança densimétrica, portanto também não atingiu o peso ideal. Então, foram feitos os cálculos utilizando as Equações 32 e 33, e obteve-se a massa da baritina para atingir o peso referente. A Tabela 5.1 representa os valores calculados.

Tabela 5.1- Volume e massa da baritina do PF1 e PF2.

PF1	PF2
$V_{baritina} = 11,93 \text{ mL}$	$V_{baritina} = 13,25 \text{ mL}$
$m_{baritina} = 50 \text{ g}$	$m_{baritina} = 55,5 \text{ g}$

Logo, foi adensado 50 g ao PF1 e 55,5 g ao PF2 para atingir os 8,5 lb/gal.

### 5.2- ENSAIOS DE REOLOGIA

São apresentados a seguir os resultados dos ensaios de reologia comparando-se os resultados obtidos nos fluidos microemulsionados formulados. A Tabela 5.1 apresenta as leituras e os resultados do ensaio de reologia para Fluidos de Perfuração 1 (PF1) e a Tabela 5.2 apresenta as leituras e os resultados do PF2.

Tabela 5.1- Resultados do ensaio de reologia para o Fluido de Perfuração 1 (FP1)

O/A: 15% AD, 60% OP, 25% AI/SB	
Leituras	
$\theta_{600}$	41
$\theta_{300}$	22
$\theta_{200}$	14
$\theta_{100}$	7
$\theta_6$	1
$\theta_3$	1
Parâmetros	
Gi	1
Gf	2
VA	20,5 cP
VP	19 cP
LE	3 lbf/100ft <sup>2</sup>
VF	30 mL
EE	24 volt

Tabela 5.2- Resultados do ensaio de reologia para o Fluido de Perfuração 2 (FP2).

O/A: 25% AD, 55% OP, 20% AE/SB	
Leituras	
$\theta_{600}$	42
$\theta_{300}$	22
$\theta_{200}$	15
$\theta_{100}$	7
$\theta_6$	1
$\theta_3$	1
Parâmetros	
Gi	1
Gf	2
VA	21 cP
VP	20 cP
LE	2 lbf/100ft <sup>2</sup>
VF	23 mL
EE	20 volt

### 5.1.1- Gel inicial (Gi) e Gel final (Gf)

A leitura a 3 rpm,  $\theta_3$ , é de fundamental importância quando se deseja avaliar a capacidade de limpeza do poço, pois quando não há circulação de fluido, os recortes em suspensão devem permanecer no fluido e não sedimentar. Isso é conseguido com bons valores de viscosidade a baixa taxa de cisalhamento, que é o que  $\theta_3$  representa. É desejável, portanto, que o fluido apresente valores de  $\theta_3$  elevados para garantir uma boa capacidade de transporte e sustentação dos cascalhos no interior do poço. Deve-se monitorar constantemente o fluido, pois durante a perfuração ocorre a incorporação dos sólidos perfurados, que faz aumentar os valores reológicos (MOREIRA, 2007).

Conforme se observa nas Tabelas 5.1 e 5.2, o PF1 e PF2 não se encontram dentro dos valores estipulados pelo API, que é de 3-12 lbf/100ft<sup>2</sup> para o gel inicial e 8-

20 lbf/100ft<sup>2</sup> para o gel final (BARROS, 2007). Portanto, não é viável a utilização do PF1 e PF2 com estes valores de  $G_i$  e  $G_f$ .

### 5.1.2- Viscosidade Aparente (VA)

O valor da medida de VA em 600 rpm, no viscosímetro Fann®, está relacionado com a perda de carga que ocorre durante a circulação de um fluido de perfuração. Altos valores de  $\theta_{600}$  geram maiores perdas.

Fluidos de perfuração padrão possuem viscosidade aparente usualmente entre 25 e 35 cP. Abaixo de 15 cP, não é possível utilizar o fluido porque este não irá proporcionar uma limpeza adequada. Valores muito acima de 35 cP geram carga de trabalho extra para a bomba de lama (fluido) que deverá trabalhar acima de sua capacidade normal (MOREIRA, 2007).

De acordo com estas observações, os fluidos microemulsionados não atendem as especificações dos valores de VA, sendo 20,5 e 21 para PF1 e PF2, respectivamente, pois são muito baixos para a prática de campo, o que poderia causar estragos na bomba de lama (fluido).

### 5.1.3- Viscosidade plástica (VP)

Os valores de viscosidade plástica abaixo de 10 cP não são adequados para fluidos de perfuração, pois isso é um indicativo de que o limite de escoamento do fluido está muito alto e os sólidos em suspensão no fluido podem causar uma prisão de ferramenta durante uma manobra (MOREIRA, 2007).

Uma baixa repentina nos valores de VP pode dar indício de problemas no fluido sendo esse parâmetro monitorado o tempo inteiro durante uma perfuração. Conforme se observa nas Tabelas 5.1 e 5.2 os valores do PF1 e PF2, sendo 20 e 19, respectivamente, estas formulações não devem ser utilizados no início de uma perfuração e sim para limpeza do poço, quando estiver sendo perfurado com altas taxas de penetração. No

entanto, deve-se monitorar este parâmetro durante todo o tempo para identificar a ocorrência de sobrecarga no sistema e, se necessário, alterar a VP do fluido.

#### 5.1.4- Limite de escoamento

O limite de escoamento é um parâmetro do modelo de Bingham que lineariza os valores obtidos nas leituras de  $\theta_{600}$  e  $\theta_{300}$  para gerar uma ideia da viscosidade do fluido sob baixa taxa de cisalhamento. Com o advento de novos aparelhos com leituras a 3 e 6 rpm este foi substituído pelas leituras de gel inicial ( $\theta_3$  a 10 segundos de descanso) e gel final ( $\theta_3$  a 10 minutos de descanso). Sendo que estes últimos são mais representativos e precisos que o limite de escoamento.

Conforme se observa nas Tabelas 5.1 e 5.2, os valores de LE são muito inferiores para os fluidos em estudo.

#### 5.1.5- Volume de filtrado

O valor estipulado pelo API e pela Petrobras é de no máximo 6 mL de volume de filtrado (BARROS, 2007). O valor do VF está diretamente relacionado ao volume de fluido que invadiria a formação, em determinadas condições de temperatura e pressão.

Os fluidos PF1 e PF2 apresentaram volumes de filtrado além do permitido pelo API, sendo necessária a adição de um insumo controlador de filtrado ou uma dosagem maior de argila organofílica. Contudo, existem aditivos específicos para esse fim disponíveis comercialmente que podem ser adicionados ao fluido sem prejuízo dos demais parâmetros testados. O estudo de um fluido com valores adequados de filtrado pode ser feito futuramente tendo este trabalho como base.

## 5.1.6- Estabilidade Elétrica

A estabilidade elétrica de uma emulsão é um indicativo de quão fortemente a água está emulsionada numa base orgânica. Altos valores indicam uma emulsão mais forte e, portanto, um fluido mais estável. A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão completando o circuito nos dá a estabilidade elétrica da emulsão expressa em volts (GONÇALVES, 2003).

Nas Tabelas 5.1 e 5.2 verificou-se que a estabilidade dos fluidos foi muito inferior ao padrão para ser considerado um fluido de perfuração, sendo 24 e 20 volt para PF1 e PF2, respectivamente. A estabilidade teria que ser no mínimo 200 volts.

## 5.3- ESCOAMENTO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO ATRAVÉS DE TUBO E ANULAR

Na análise do escoamento do fluido PF1 para o cálculo de perda de carga no tubo e no anular, ou seja, entre a coluna de perfuração e o revestimento, foram considerados os seguintes parâmetros: dados do fluido – peso de 8,5 lb/gal, viscosidade plástica de 19 cP e limite de escoamento de 3 lbf/100 ft<sup>2</sup>, dados do poço – vazão do fluido a 600 gal/min em 1000 ft de tubo, com diâmetro interno do revestimento de 6,5 in e o diâmetro externo da coluna de 4,5 in.

Tabela 5.3- Quadro resumo do escoamento do tubo e anular do PF2.

<b>Tubo</b>	<b>Anular</b>
$\bar{v} = 12,10 \text{ ft/s}$	$\bar{v} = 11,14 \text{ ft/s}$
$\mu_a = 26,46 \text{ cP}$	$\mu_a = 21,7 \text{ cP}$
$N_R = 16250$	$N_R = 6606,5$
$f = 7,0 \times 10^{-3}$	$N_{HE} = 6979$
$\Delta P = 75 \text{ psi}$	$N_R = 7545$
$\Delta P_{simplificada} = 70,04 \text{ psi}$	$f = 8,5 \times 10^{-3}$
	$\Delta P = 212,5 \text{ psi}$
	$\Delta P_{simplificada} = 212,5 \text{ psi}$

Portanto, a perda de carga no anular será maior que o através do tubo por vários fatores que interferem como: os seus impactos na pressão de bombeamento, as diferenças de tensão normal, por apresentar sentido do fluxo contra a força da gravidade do poço durante a perfuração.

A análise seguinte foi realizada para o fluido PF2, nas seguintes condições: dados do fluido – peso de 8,5 lb/gal, viscosidade plástica de 20 cP e limite de escoamento de 2 lbf/100 ft<sup>2</sup>, dados do poço – vazão do fluido a 600 gal/min em 1000 ft de tubo, com diâmetro interno do revestimento de 6,5 in e o diâmetro externo da coluna de 4,5 in. O resultado da análise está apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.4- Quadro resumo do escoamento do tubo e anular do PF2.

<b>Tubo</b>	<b>Anular</b>
$\bar{v} = 12,10 \text{ ft/s}$	$\bar{v} = 11,14 \text{ ft/s}$
$\mu_a = 24,95 \text{ cP}$	$\mu_a = 27,8 \text{ cP}$
$N_R = 17212$	$N_R = 6577$
$N_{HE} = 31929$	$N_{HE} = 4199$
$N_{RC} = 4800$	$N_R = 7168$
$f = 6,5 \times 10^{-3}$	$f = 8,6 \times 10^{-3}$
$\Delta P = 69,7 \text{ ps}$	$\Delta P = 215 \text{ psi}$
$\Delta P_{simplificada} = 70,04 \text{ psi}$	$\Delta P_{simplificada} = 215 \text{ psi}$

Verificou-se que o fluxo é turbulento em ambos os escoamentos e a perda de carga apresentou-se valores próximos ao PF1, devido aos parâmetros como VP e LE serem próximos.

## 6- CONCLUSÕES

O estudo dos parâmetros reológicos dos fluidos microemulsionados à base de óleo vegetal com medidas de gel inicial, gel final, viscosidade aparente, viscosidade plástica e limite de escoamento foram realizados para compará-los com as especificações API e Petrobras, que regem a utilização de fluidos de perfuração em aplicações terrestres e marítimas não obtiveram bons resultados para ser viável como fluido.

As medidas de  $G_i$  e  $G_f$  mostraram que as formulações apresentaram valores entre os valores mínimos estipulados pelo API, dificultando assim que os fluidos suspendessem os cascalhos durante a perfuração. A determinação de viscosidade aparente e viscosidade plástica mostrou que as formulações não apresentaram valores que atendem as especificações, os valores muito inferiores podem comprometer as funções do fluido.

O Limite de Escoamento mostrou que as formulações apresentaram estado de floculação para os sólidos presentes, o que pode justificar os altos valores de volume de filtrado observados para estes fluidos.

Os altos valores de filtrado podem ser originados pela baixa concentração de argila organofílica e/ou pelo estado de floculação. Isto implica na necessidade de adição de um insumo controlador de filtrado ao sistema.

O estudo do escoamento mostrou que os fluidos (PF1 e PF2) apresentaram fluxo turbulento nas condições consideradas e que a perda de carga no anular é maior que no tubo devido seus maiores impactos na pressão de bombeamento, e as diferenças de tensão normal, pela sua influência nos fenômenos de evasão e invasão do poço durante a perfuração.

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L; **Avaliação de fluido de perfuração de base aquosa contendo poliglicóis modificados**. 2010. 62 f. Trabalho Final de Curso- Curso de Engenharia do Petróleo. UFRJ, Rio de Janeiro-RJ, 2010.

AMORIM, L. V. **Melhoria, proteção e recuperação de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo**. 2003. 290 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Processos, UFCG, Campina Grande-PB, 2003.

BARROS, A.O; LACHTER, E.R; NASCIMENTO, R.S.V. **Estabelecimento de correlações estrutura propriedades de acetais para fluidos de perfuração**. In: 4º PDPETRO, 2007. Campinas. Disponível em: [http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO\\_2\\_2\\_0074-1.pdf](http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_2_0074-1.pdf). Acesso em 16/04/2014.

BOURGOYNE JR, A.T.; MILLHEIM, K; CHENEVERT, M. E., YOUNG JR.,F. S. **Applied Drilling Engineering**. First Printing. Society of Petroleum Engineers. Richardson, TX. 1986.

CATARINA, A. **Perfuração de poços**. Material Didático, Apresentação em slides (50), 2007.

CHRISTIANSEN, J.C.; YUE, Y; DROZDOV A.D.; VON DER OHE R.; JENSEN E.A.; SOLVANG M.; JENSE S.L. **The Rheology of Stone**. Workshop on Process Modelling, Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, Lake Vyrnwy, Wales, 25-27th March 2002.

FOX, Robert W., McDonald, A. T, PRITCHARD, P. L; **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. 7ª Ed. Editora LTC. 2010. 286 p.

GARCIA, R. B.; **Curso de fluido de perfuração**. IFRN-Mossoró. 2009.

GERNER, V. R.; **Perda de carga em instalações hidráulicas**. Material didático

GONÇALVES, J. T. **Apostila de fluidos não aquosos**. Abril de 2003.

LOBATO, M. **Blowout de ideias**. Maio de 2011. Disponível em: <http://blowoutdeideias.blogspot.com.br/2011/05/por-dentro-dos-fluidos-de-perfuracao-e.html>. Acesso em 28/03/2014.

MACHADO, J.C.V. **Reologia e escoamento de fluidos**. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2002. 257 p.

MOREIRA, G. P. *et al.* **Estudo comparativo entre novo emulsificante e produtos comerciais na estabilidade de fluidos de perfuração à base de éster**. In: 4º PDPETRO, 2007. Campinas. Disponível em: [http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO\\_2\\_2\\_0413-2.pdf](http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_2_2_0413-2.pdf). Acesso em 10/03/2014.

PEREZ, G. R. de M. **Estudo da estabilidade elétrica de fluidos de emulsão inversa usados para perfuração de poços de petróleo**. Projeto de estágio 1. Florianópolis: UFSC. 12 p. 2008.

SANTANNA, V. C.; **Escoamento de fluidos de perfuração no interior de tubos**. Material didático. Apresentação em slides (34). 2010.

SANTANNA, V. C.; **Obtenção e Estudo das propriedades de um novo fluido de fraturamento hidráulico**, 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

SANTOS, J. A. C. M. *et al.* **Fluidos de perfuração a base óleo vegetal in natura**. In: RIO OIL & GÁS EXPO AND CONFERENCE 2006, RIO DE JANEIRO. Disponível em: [http://servicos.capes.gov.br/arquivos/avaliacao/estudos/dados1/2006/23001011/004/2006\\_004\\_23001011012P3\\_Prod\\_Tec.pdf](http://servicos.capes.gov.br/arquivos/avaliacao/estudos/dados1/2006/23001011/004/2006_004_23001011012P3_Prod_Tec.pdf). Acesso em 02/04/2014.

SILVA NETO, M. A. **Contribuição técnica de um sistema de emulsão inversa a base de óleo vegetais para fluidos de perfuração**. 2002. 33 f. Dissertação (Mestrado

em Engenharia Química). Área de concentração: Pesquisa e desenvolvimento de tecnologias regionais, UFRN. Natal/RN. Disponível em: [http://www1.capes.gov.br/estudos/dados/2002/23001011/012/2002\\_012\\_23001011011P7\\_Teses.pdf](http://www1.capes.gov.br/estudos/dados/2002/23001011/012/2002_012_23001011011P7_Teses.pdf). Acesso em 26/02/2014.

SILVA, C. T.; **Desenvolvimento de fluido de perfuração a base de óleo vegetal.** (Monografia) Departamento de Engenharia Química. Programa de Recursos Humanos ANP-14. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

THOMAS, J.E (org). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2a Ed. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2004. 271 p.