

Monografia de Graduação

Obtenção de Microemulsão, Utilizando Nonilfenoletoxilado, Empregada na preparação de um Fluido de Perfuração Base Óleo: Avaliação das Propriedades Reológicas

Fernando José Vieira da Cunha Filho

Natal, agosto de 2013

CUNHA FILHO, Fernando José Vieira da - Obtenção de microemulsão, utilizando nonilfenoletoxilado, empregada na preparação de um fluido de perfuração base óleo: avaliação das propriedades reológicas. Monografia de Graduação, PRH ANP-14, Departamento de Engenharia Química, UFRN, Natal/RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto

Co-orientadora: Prof^a. Dra. Vanessa Cristina Santanna

RESUMO

O petróleo, fonte energética não renovável mais utilizada no mundo, necessita cada vez mais de aperfeiçoamentos que gerem melhorias aos processos de exploração e produção. E é dentro deste contexto que o presente trabalho se encaixa, visto que o objetivo foi desenvolver um fluido de perfuração com propriedades melhoradas. Para isto, foram desenvolvidos fluidos microemulsionados à base de óleo, para atribuir ao fluido uma maior estabilidade e, conseqüentemente, maior eficiência, já que a microemulsão apresenta maior estabilidade frente à emulsão (forma como a maioria dos fluidos à base de óleo são desenvolvidos). Para isto, primeiramente foram desenvolvidos diagramas ternários, em que para cada vértice teria um constituinte, neste caso, a fase aquosa, (água doce ou salina), a fase orgânica (n-parafina) e o tensoativo não iônico (nonilfenoletoxilado). Dentro da região de microemulsão presente no diagrama, foi escolhido um ponto para o preparo do fluido, que foram adicionados os seguinte aditivos: viscosificantes (Goma Xantana ou Atapulgita) e adensante (Baritina). Por fim, foram realizados estudos reológicos para obtenção de parâmetros como o limite de escoamento, viscosidade plástica e o grau de tixotropia. Entre os nonilfenoletoxilado utilizados para construção do diagrama de fases, o com quatro óxidos de eteno na cadeia foi o que obteve uma maior região de microemulsão. Também relacionado à obtenção da região de microemulsão, quanto maior a concentração de NaCl (sal) utilizado menor foi a região de microemulsão. Com relação aos estudos reológicos, a Atapulgita apresentou melhores resultados frente à Goma Xantana. Com relação às concentrações de viscosificantes, quanto mais elevada foi à concentração melhores resultados foram obtidos. Além disto, este estudo possibilitou determinar que este tipo de fluido apresenta em altas concentrações características pseudoplásticas e que em todas as concentrações o fluido segue o modelo de Bingham.

Palavras-Chave: *Fluido de perfuração, microemulsão, tensoativo, diagrama de fases, reologia.*

ABSTRACT

Oil, non-renewable energy source most used in the world, increasingly needs of improvements that generate improvements to the processes of exploration and production. And it is within this context that this paper fits, since the objective was to develop a drilling fluid with improved properties. For this purpose, fluids have been developed microemulsion to an oil-based fluid to assign to greater stability and therefore greater efficiency, since the microemulsion has higher stability compared to the emulsion (how most oil-based fluids are developed). For this ternary diagrams were first developed, which would have a vertex for each constituent, in this case, the aqueous (brine or fresh water), the organic phase (n-paraffin) and nonionic surfactant (nonilfenoletoxilado). Within the region of microemulsion in this diagram, a point was chosen for the preparation of the fluid, which were added the following additives: viscosificantes (Xanthan Gum or attapulgite) and adensante (barytes). Finally, studies were performed to obtain rheological parameters such as yield stress, plastic viscosity and degree of thixotropy. Among nonilfenoletoxilado used to construct the phase diagram of the four-chain ethylene oxide was obtained which increased microemulsion region. Also related to obtaining the microemulsion region, the higher the NaCl concentration (salt) used was smaller microemulsion region. Regarding the rheological studies, the attapulgite showed better results against the Xanthan Gum. With respect to concentrations viscosificantes, the higher was the concentration best results were obtained. In addition, this study allowed us to determine that the type of fluid present in high concentrations and pseudoplastic characteristics at all concentrations fluid follows the Bingham model.

Keywords: Drilling fluid, microemulsion, surfactant phase diagram, rheology.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por estar sempre ao meu lado;

Aos meus pais, pelo apoio, companheirismo e incentivo nesta jornada, mas principalmente por terem me ensinado, desde cedo, a importância do estudo;

À professora Vanessa Cristina Santanna e ao professor Eduardo Lins de Barros Neto, não só pela orientação na execução deste trabalho, mas também, pela amizade, conhecimentos compartilhados, paciência, compreensão e confiança;

À doutoranda Klismeryane Costa de Melo, pois foi com ela que iniciei minha vida de pesquisador, nesta época, eu fui voluntário de sua pesquisa. Como também pela amizade, incentivo e principalmente por ter me ensinado muito do que sei hoje em relação a trabalhar em laboratório.

A todos que integram os laboratórios em que trabalhei (NUPEG – Núcleo de Pesquisa em Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e ao LTT – Laboratório de Tecnologia de Tensoativos) e de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho. E em especial ao professor Eduardo Lins de Barros Neto e à professora Tereza Neuma de Castro Dantas, que permitiram a execução deste trabalho em seus laboratórios;

À Luciana Avelino Ratkiewicz, minha fiel companheira, que foi de fundamental importância na minha vida acadêmica.

À Pollyana Lima da Silva, por me aguentar e por divertir as diversas horas de pesquisa realizada nos laboratórios;

À Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), por ter me fornecido a bolsa de pesquisa e a oportunidade do desenvolvimento deste trabalho;

A todos que compõem o Programa de Recursos Humanos PRH ANP-14, que participaram de reuniões para melhorar o programa, de visitas técnicas e compartilharam conhecimento;

E a todos que fizeram parte de alguma forma do meu curso de graduação em Engenharia Química.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ciclo do fluido de perfuração no poço.	13
Figura 2 - Retorno da lama com os cascalhos pelo anular.	14
Figura 3 – Divisão e subdivisão dos fluidos de perfuração.....	14
Figura 4 - Classificação dos fluidos de acordo com a relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento.	22
Figura 5 - Curvas de escoamento de fluidos newtoniano e não newtonianos de propriedades independentes do tempo de cisalhamento.	23
Figura 6 - Histerese em fluidos tixotrópicos.	27
Figura 7 - Representação esquemática de um tensoativo.....	30
Figura 8 - Representação esquemática dos tipos de tensoativos.	31
Figura 9 - Processo de formação de micela.....	33
Figura 10 - Representação das micelas: direta e inversa.....	33
Figura 11 - Diagrama ternário mostrando a zona de microemulsão em um sistema de três constituintes.....	34
Figura 12 - Representação da região de microemulsão em um diagrama quaternário.....	35
Figura 13 - Diagrama pseudoternário com razão cotensoativo/tensoativo constante	35
Figura 14 - Classificação dos sistemas baseada no critério de Winsor	37
Figura 15 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranex 40, n-Parafina e água doce.	45
Figura 16 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranex 80, n-Parafina e água doce.	46
Figura 17 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranex 40, n-Parafina e água salina com concentração de 270000 ppm de NaCl.....	47
Figura 18 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranex 40, n-Parafina e água salina com concentração de 140000 ppm de NaCl.....	47
Figura 19 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranex 40, n-Parafina e água salina com concentração de 35000 ppm de NaCl.....	48
Figura 20 - Comparativo entre as curvas de fluxo em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando Goma Xantana.....	49
Figura 21 - Comparativo entre as curvas de fluxo de viscosidade em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando Goma Xantana.....	50
Figura 22 - Curva de fluxo de tixotropia em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando a concentração de 8% Goma Xantana.	52

Figura 23 - Comparativo entre as curvas de fluxo em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando Atapulgita.	53
Figura 24 - Comparativo entre as curvas de fluxo de viscosidade em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando Atapulgita.	54
Figura 25 - Curva de fluxo de histerese em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P. Utilizando a concentração de 8% Atapulgita.	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Caracterização da composição dos fluidos à base de ar	16
Tabela 2 - Caracterização dos fluidos à base óleo	17
Tabela 3 - Desvantagens e vantagens da utilização de fluido de perfuração à base de óleo frente aos fluidos de perfuração à base de água	17
Tabela 4 - Fatores que influenciam na escolha do fluido de perfuração	18
Tabela 5 - Principais diferenças entre emulsões e microemulsões	36
Tabela 6 - Valores dos Parâmetros e do coeficiente de correlação	51
Tabela 7 - Valores de magnitude tixotrópica.....	52
Tabela 8 - Valores dos Parâmetros e do coeficiente de correlação	55
Tabela 9 - Valores de magnitude tixotrópica.....	56

LISTA DE SÍMBOLOS

τ	Tensão de cisalhamento
F	Força
A	Área
γ	Taxa de deformação ou cisalhamento
μ	Viscosidade
τ_0	Tensão limítrofe de escoamento
K	Índice de consistência
n	Índice de comportamento de escoamento
μ_P	Viscosidade plástica
V	Volume
m	Massa
ρ	Peso específico

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	10
2.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
2.1.	FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	11
2.1.1.	Funções	11
2.1.2.	Ciclo do fluido de perfuração no poço	12
2.1.3.	Classificação dos fluidos de perfuração	14
2.1.3.1.	<i>Fluidos base água</i>	15
2.1.3.2.	<i>Fluidos pneumáticos</i>	15
2.1.3.3.	<i>Fluidos sintéticos</i>	16
2.1.3.4.	<i>Fluidos base óleo</i>	16
2.1.4.	Fatores determinantes para a escolha do tipo de fluido a ser utilizado	18
2.1.5.	Aditivos	19
2.1.6.	Propriedades dos fluidos de perfuração	20
2.1.6.1.	<i>Propriedades físicas</i>	20
2.1.6.2.	<i>Propriedades Químicas</i>	29
2.2.	TENSOATIVO	30
2.2.1.	Definição	30
2.2.2.	Classificação	30
2.2.2.1.	<i>Tensoativos iônicos</i>	31
2.2.2.2.	<i>Tensoativos não iônicos</i>	32
2.2.2.3.	<i>Tensoativos anfóteros</i>	32
2.2.3.	Micelização	32
2.3.	DIAGRAMAS DE FASES	34
2.3.1.	Diagramas ternários	34
2.3.2.	Diagramas quaternários	34
2.3.3.	Diagramas pseudoternários	35
2.4.	ASPECTOS GERAIS SOBRE MICROEMULSÃO	36
2.4.1.	Classificação de Winsor	37
3.	METODOLOGIA EXPERIMENTAL	38
3.1.	REAGENTES UTILIZADOS	38
3.2.	MATERIAIS UTILIZADOS	38
3.3.	EQUIPAMENTOS UTILIZADOS	39
3.4.	OBTENÇÃO DOS SISTEMAS MICROEMULSIONADOS E CONSTRUÇÃO DOS DIAGRAMAS DE FASE	39
3.5.	PREPARO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	40

3.6.	ENSAIOS REOLÓGICOS	41
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	45
4.1.	DIAGRAMAS DE FASE TERNÁRIO OBTIDOS	45
4.2.	RESULTADOS REOLÓGICOS OBTIDOS	49
4.2.1.	Influência da concentração de viscosificante sobre o fluido de perfuração	49
4.2.2.	Análise dos tipos de viscosificante frente ao fluido produzido	53
	REFERÊNCIAS	59
	ANEXO A - Curvas de fluxo, viscosidade e aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para o fluidos preparados, respectivamente, com as concentrações de 0,5%, 1%, 2%, 4%, 6% e 8% de GX.	63
	ANEXO B – Curvas de histerese para os fluidos preparados, respectivamente, com 0,5%, 1%, 2%, 4%, 6% e 8% de GX.	66
	ANEXO C - Curvas de fluxo, viscosidade e aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para o fluidos preparados, respectivamente, com as concentrações de 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita.	69
	ANEXO D – Curvas de histerese para os fluidos preparados, respectivamente, com 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita.	71

1. INTRODUÇÃO

A perfuração de um poço é feita ininterruptamente e até que sejam alcançados os objetivos pré-determinados. Enquanto ocorre a perfuração, é necessário manter a estabilidade do poço, bem como todo o material triturado pela broca deve vir à superfície e, para isto utiliza-se o fluido de perfuração. De posse deste material, o geólogo examina os detritos nele contidos, fazendo uma análise contínua das formações que estão sendo perfuradas.

Sendo o fluido de perfuração um dos fatores de grande importância para o êxito nas operações de perfuração marítima e terrestre, necessita-se de estudos minuciosos e abrangentes. O tema é extenso e polêmico nas suas variedades e aplicações, o que faz necessário certa experiência prática para conhecer seus múltiplos envoltórios e/ou soluções no que diz respeito aos problemas que venham a ocorrer durante as operações nos campos petrolíferos (LUMMUS, 1971).

Existem diferentes tipos de fluidos de perfuração, estes podem ser classificados conforme sua base principal, água, óleo ou gás.

O petróleo, fonte energética não renovável mais utilizada no mundo, vem levando cada vez mais ao estudo de sistemas que visem oferecer melhorias aos processos de exploração e produção desta matéria-prima (SANTANNA, 2003).

O objetivo geral deste trabalho é obter um fluido de perfuração à base óleo, utilizando microemulsão, visto que a microemulsão apresenta a vantagem de ser mais estável do que a emulsão, logo, durante as paradas na perfuração do poço, manterá os cascalhos em suspensão por mais tempo.

Para isso, partiu-se de diagramas ternários obtidos utilizando-se variações do tensoativo nonilfenoletoxicado (com quatro e oito óxidos de eteno) e fases aquosa e orgânica. Foram escolhidos pontos dentro das regiões de microemulsão para determinar as composições dos fluidos de perfuração a serem analisados. O fluido estudado é constituído por tensoativo não-iônico, fase aquosa (salmora ou água destilada) e fase orgânica (n-parafina), sendo adicionados aditivos viscosificantes (Goma Xantana ou Atapulgita) e adensante (Baritina). Os fluidos preparados neste trabalho foram submetidos a estudo e caracterização reológica.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A fim de introduzir uma base para o entendimento do leitor, a seguir será explanado acerca dos principais conceitos apresentados na literatura sobre os fluidos de perfuração, suas funções, propriedades e classificação, como também sobre diagramas de fases e microemulsão.

2.1. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Na operação de perfuração, uma das etapas da exploração de óleo e gás, é indispensável a utilização do fluido de perfuração, que também pode ser chamado de lama, este pode ser definido como um fluido circulante capaz de tornar viável a atividade de perfuração (API, 1979).

Os fluidos de perfuração podem ser conceituados de diversas maneiras.

Segundo CHILINGAR (1983), os fluidos de perfuração são fluidos circulantes utilizados em sistemas de perfuração, com o objetivo de proporcionar as condições necessárias na operação.

Para THOMAS *et al.* (2001) são misturas complexas, que podem ser constituídas por sólidos, líquidos, componentes químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, o fluido assume aspectos de dispersão coloidal ou emulsão, dependendo da temperatura. Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensões, dispersões coloidais ou emulsões, dependendo do estado físico dos componentes. MACHADO (2002), complementando, afirma que do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não-newtonianos, ou seja, a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante.

Os fluidos de perfuração são materiais multifásicos que contém água, material orgânico, sólidos em suspensão e sais dissolvidos em diversas proporções, auxiliando na penetração das brocas e na suspensão dos cascalhos gerados durante a perfuração (DARLEY e GRAY, 1988).

Definindo de forma mais simples, fluido de perfuração é todo líquido usado em uma operação de perfuração. Esse líquido é circulado, ou bombardeado, da superfície até a broca, através do poço, retornando pelo anular.

2.1.1. Funções

Os fluidos de perfuração são indispensáveis durante as operações de perfuração, pois desempenham uma série de funções essenciais. Este desempenho é diretamente dependente das propriedades reológicas (viscosidades, consistência de gel), de filtração (controle de filtrado, reboco) e lubricidade (coeficiente de lubricidade) dos fluidos de perfuração (MEDEIROS *et al.*, 2008).

Segundo THOMAS *et al.*, (2001) para garantir uma perfuração rápida e segura, os fluidos de perfuração devem apresentar, sempre que possível, as seguintes características:

- Ser quimicamente estável;
- Aceitar qualquer tratamento, químico e físico;
- Ser bombeável;
- Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca;
- Apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e aos demais equipamentos do sistema de circulação;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- Ser inerte em relação às rochas produtoras;
- Facilitar as interpretações geológicas do material retirado (ou testemunho) do poço;
- Exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (kick);
- Apresentar custo compatível com a produção;
- Facilitar o acesso e a separação dos cascalhos na superfície.

2.1.2. Ciclo do fluido de perfuração no poço

A maior parte do fluido de perfuração utilizado em uma operação de perfuração é recirculada em um ciclo contínuo:

1. O fluido de perfuração (ou lama) é misturada e mantida no tanque de lama.
2. Uma bomba extrai a lama do tanque e a bombeia, pelo interior da coluna de perfuração, passa pela broca, que está raspando a formação rochosa.
3. Retorna a superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e da coluna de perfuração, transportando cascalhos das rochas raspadas pela broca.

4. A seguir, a lama inicia a viagem de volta até a superfície transportando pedaços de rocha, chamados cortes, que foram raspados da formação pela broca.
5. Na superfície, a lama é transportada através da linha de retorno da lama, uma tubulação que leva ao batedor de xisto. Os batedores de xisto consistem de uma série de telas de metal vibratórias, utilizadas para separar a lama dos cortes. A lama goteja através das telas e retorna ao tanque de lama.
6. Os cascalhos das rochas escorrem pelo deslizador de xisto para serem descartados, ou analisados por geólogos.

A Figura 1 ilustra o ciclo do fluido de perfuração no poço. E a Figura 2 ilustra o retorno pelo espaço anular, do fluido de perfuração, transportando consigo os cascalhos.

Figura 1 - Ciclo do fluido de perfuração no poço.



Fonte: <http://www.slb.com>.

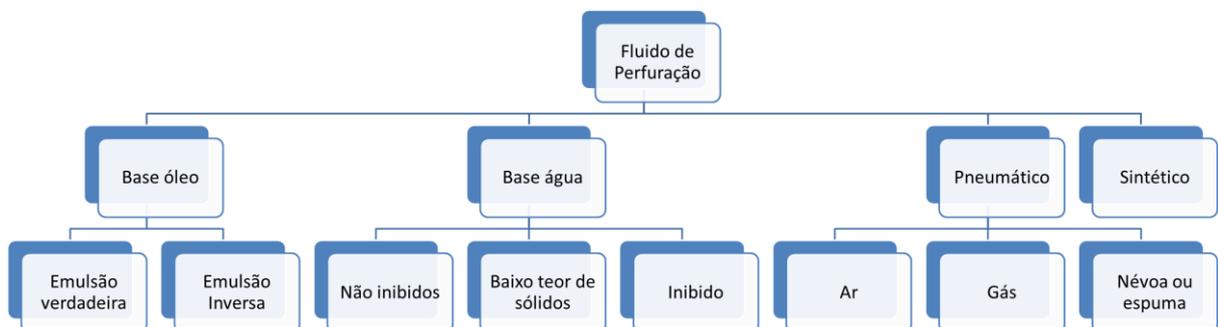
Figura 2 - Retorno da lama com os cascalhos pelo anular.

Fonte: <http://www.slb.com>.

2.1.3. Classificação dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração são constituídos por uma fase dispersante ou contínua e uma fase dispersa. A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. O principal critério para classificação se baseia no constituinte principal da fase dispersante ou contínua, podendo ser separados em fluidos à base de água, fluidos à base de óleo, fluidos pneumáticos (ar, gás, espuma) e mais recentemente, os fluidos sintéticos.

A Figura 3 mostra a divisão e subdivisão dos tipos de fluidos de perfuração.



Fonte: Modificado de Pereira (2008).

2.1.3.1. Fluidos base água

Os fluidos de base água (também conhecido como Water Based Muds - WBM) são aqueles que apresentam como meio de dispersão a água, seja ela doce ou salgada.

A definição e classificação de um fluido a base de 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 provoca sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle das propriedades destes fluidos (MACHADO, 2002).

A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros, que modificam a viscosidade, o limite de escoamento, a força gel, entre outros parâmetros.

A seleção da água a ser utilizada no preparo do fluido depende da disponibilidade, do custo de transporte e tratamento, dos tipos de formações geológicas a serem perfuradas, dos produtos químicos que irão compor o fluido, e de equipamentos e técnicas a serem empregados na avaliação das formações.

2.1.3.2. Fluidos pneumáticos

Os fluidos de perfuração pneumáticos são os fluidos à base de ar, gás ou névoa, e estes são comprimidos antes de sua utilização.

Este tipo de fluido, de baixa densidade, é bastante utilizado em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos, como 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.

A utilização de um fluido circulante de ar, gás natural, gás inerte ou misturado com água, tem vantagem econômica em áreas de rochas duras, onde há pouca chance de encontrar grandes quantidades de água. O ar seco ou gás irá prover uma rápida taxa de penetração do fluido, reduzindo a deposição de cascalhos no poço (BAROID LIMITED, 1985). A Tabela 1 mostra a composição desse tipo de fluido.

Tabela 1 – Caracterização da composição dos fluidos à base de ar.

Composição do Fluido	Caracterização
Ar seco	O ar seco ou gás é injetado no poço a uma velocidade capaz de remover os detritos de perfuração.
Agente espumante e ar	Forma uma mistura com a água da formação geológica e reveste os detritos permitindo sua formação.
Espuma à base de surfactantes com quantidades de argilas ou polímeros	Forma um fluido de alta capacidade de transporte.
Aerados	Lama com ar injetado para remover os sólidos perfurados.

Fonte: Caracterização [...] (2000).

2.1.3.3. *Fluidos sintéticos*

São definidos como fluidos cuja fase contínua é um líquido sintético. Estes podem desempenhar as mesmas funções dos fluidos à base de óleo, bem como, serem utilizados em situações nas quais os fluidos à base de água sofrem limitações (BURKE e VEIL, 1995).

Os fluidos sintéticos são menos tóxicos que os fluidos de base oleosa (diesel), mas possui a desvantagem de um alto custo na fabricação. Eles podem ser à base de éter, éster, parafinas, olefinas, aldeídos ou linear alquil benzeno (CATARINA, 2007).

2.1.3.4. *Fluidos base óleo*

Nos fluidos à base de óleo, os sólidos são suspensos em óleo e a água pode ser emulsionada com óleo, no caso do óleo ser a fase dispersante (emulsão A/O) (DARLEY e GRAY, 1988).

De acordo com Lummus e Azar (1986), os fluidos à base de óleo podem ser subdivididos em duas classes: os verdadeiros fluidos à base de óleo e as emulsões inversas. Os verdadeiros fluidos à base de óleo contêm água em concentrações volumétricas a 5,0%. As emulsões inversas podem conter até 50,0% em volume de água, que é dispersa em óleo através de um emulsificante especial. Os agentes emulsificantes (ou surfactantes) são substâncias adicionadas às emulsões para aumentar a sua estabilidade cinética tornando-as razoavelmente estáveis e homogêneas, facilitando a dispersão dos cascalhos.

A presença de ambos os líquidos (óleo e água) juntos resulta em uma emulsão, formada através de agitação e da presença de um emulsificante adequado. A natureza química do agente emulsificante determina se o óleo está emulsionado na água (emulsão direta) ou se a água está emulsionada no óleo (emulsão inversa) (SERRA, 2003).

Utilizam-se os fluidos de perfuração base óleo em situações especiais por possuírem as seguintes características: resistência a temperaturas elevadas, com propriedades reológicas e filtrantes controláveis até 500°F; baixa taxa de corrosão; baixa solubilidade das formações de sal; atividade química controlada pela natureza e concentração do eletrólito dissolvido na fase aquosa; alta capacidade de inibição em relação às formações argilosas hidratáveis; alto índice lubrificante ou baixo coeficiente de atrito; baixa taxa de corrosão; intervalo amplo para variação de massa específica (MACHADO, 2002).

A Tabela 2 apresenta a caracterização físico-química dos fluidos de base oleosa e suas influências sob as rochas ativas.

Tabela 2 - Caracterização dos fluidos à base óleo.

	Grau de Inibição elevado em relação às rochas ativas
Caracterização físico-química	Taxa de corrosão muito baixa. Propriedades controláveis acima de 350F até 500F. Grau de lubricidade elevado Amplo intervalo de variação da densidade. Baixa solubilidade de sais orgânicos.

Fonte: Silva (2003).

Embora seja grande a aplicabilidade deste tipo de fluido devido à sua eficiência, sua utilização se restringe a situações especiais, nas quais não seja possível substituí-los por alternativas mais viáveis do ponto de vista econômico e ambiental.

O uso de fluido verdadeiro e fluidos de emulsão inversa requer proteção para o meio ambiente.

A Tabela 3 mostra um comparativo entre o fluido à base de óleo frente um fluido à base de água, abordando as suas desvantagens e vantagens.

Tabela 3 - Desvantagens e vantagens da utilização de fluido de perfuração à base de óleo frente aos fluidos de perfuração à base de água.

Desvantagens em relação aos fluidos à base água	<p>Dificuldade de detecção de gás no poço devido sua solubilidade na fase contínua.</p> <p>Menores taxas de penetração.</p> <p>Menor número de perfilagem que podem ser executadas.</p> <p>Maior grau de poluição.</p> <p>Dificuldade no combate à perda de circulação.</p> <p>Maior custo inicial.</p>
Vantagens na perfuração dos poços devida suas características físico-químicas	<p>Utilizados em poços HPHT (alta pressão e alta temperatura)</p> <p>Utilizados em formação de folhelhos argilosos e plásticos.</p> <p>Utilizados em formações salinas de halita, silvita, carnalita, etc.</p> <p>Utilizado em formações de arenito produtores danificáveis por fluidos à base de água.</p> <p>Utilizados em poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento.</p> <p>Utilizados em formações com baixa pressão de poros ou de fraturas.</p>

Fonte: Silva (2003).

2.1.4. Fatores determinantes para a escolha do tipo de fluido a ser utilizado

Os principais fatores a serem analisados a fim de determinar a escolha de qual fluido de perfuração utilizar, são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Fatores que influenciam na escolha do fluido de perfuração.

FATORES	CARACTERIZAÇÃO
Condições de segurança	Para ter condições de segurança em uma perfuração, um fluido de perfuração deve no mínimo ter um peso adequado para manter o controle do poço, para garantir a não formação de hidratos gasosos ou retardar a sua formação durante a perfuração, além disso, deve levar em conta zonas de H ₂ S (sulfetos de hidrogênio).
Formações rochosas salinas	São rochas sedimentares formadas pela evaporação de água do mar. Estas possuem altos teores salinos, podendo interferir na perfuração, principalmente pela diferença de pressão osmótica do local.
Zonas de altas pressões e temperaturas	Regiões de altas pressões e temperaturas podem prejudicar o desempenho dos fluidos de perfuração, podendo alterar as suas propriedades físico-químicas.
Condições ambientais	Dependendo da região (<i>on-shore/off-shore</i>), do país na qual esta sendo realizada a perfuração, da legislação em vigor, das características de disposição final, esses fatores influenciam na determinação a de um fluido quando se relaciona com as questões ambientais.
Formações argilas	Podem alterar as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.
Trajectoria do poço	Perfurações horizontais podem dificultar a ação dos fluidos de perfuração, seja pelo baixo grau de lubrificidade do fluido, seja pelo aumento da viscosidade ou pela dificuldade do carreamento dos cascalhos.

Questões econômicas	Fator que apresenta influência direta na escolha de um fluido, podendo constituir cerca de 7% do valor total do custo de uma perfuração. Fatores como custo da disposição final do fluido, custo de aditivos, custo de manutenção, entre outros são alguns dos fatores econômicos.
----------------------------	--

Fonte: Morais (2009).

2.1.5. Aditivos

Os fluidos de perfuração são desenvolvidos com a finalidade de atender as necessidades e particularidades de cada perfuração. Por isso, em muitos casos, os fluidos devem ser mais elaborados, sendo adicionado um ou mais aditivos para obter a composição adequada.

Lummus e Azar (1986) classificam os aditivos para fluidos de perfuração em viscosificantes, agentes densificantes, emulsificantes, redutores de viscosidade (defloculantes ou dispersantes), redutores de filtrado e aditivos especiais.

i. Viscosificantes

São aditivos utilizados para aumentar a viscosidade do fluido, representados pela bentonita, goma xantana, CMC, atapulgita e polímeros naturais e sintéticos.

ii. Adensantes

São aditivos que tem a função de aumentar a densidade do fluido, sendo a baritina o adensante mais utilizado.

iii. Emulsificantes

Estabilizam a emulsão através da dispersão de dois líquidos imiscíveis

iv. Redutores de viscosidade

São aditivos utilizados para reduzir a viscosidade do fluido.

v. Redutores de perda de fluido

Estes aditivos possuem a função de reduzir o volume de filtrado.

vi. Aditivos especiais

Desempenham funções específicas, são eles flocculantes, controladores de pH, lubrificantes, antiespumantes, entre outros.

2.1.6. Propriedades dos fluidos de perfuração

As propriedades do fluido que mais influenciam na taxa de penetração e, conseqüentemente, no custo são: a densidade, o teor de sólidos, o filtrado e a viscosidade. Porém, existem várias outras propriedades relacionadas a um fluido.

As propriedades do fluido de perfuração podem ser divididas em propriedades físicas e químicas. As propriedades físicas, mais importantes, a serem analisadas são: parâmetros reológicos, força gel, densidade, parâmetros de filtração e teor de sólidos. Já as propriedades químicas, com maior relevância, são: potencial hidrogeniônico (pH) e a resistividade elétrica.

A determinação das propriedades dos fluidos de perfuração é de fundamental importância no acompanhamento do fluido durante sua aplicação no poço, para definição de tratamento através de testes piloto, e em trabalhos de pesquisa e desenvolvimento de novas formulações, tanto em sondas como em laboratórios de pesquisa (Petrobras, 1991).

2.1.6.1. Propriedades físicas

i. Parâmetros reológicos:

Segundo Annis e Smith (1996), as propriedades reológicas de um fluido de perfuração são aquelas propriedades que descrevem as características de fluxo de um fluido sob várias circunstâncias de deformação. Em um sistema de circulação de fluido, o fluxo ocorre em uma variedade de taxas nas canalizações de tamanhos e de formas diferentes. No interesse de saber ou prever os efeitos deste fluxo, é preciso saber o comportamento reológico do fluido nos vários pontos do interesse no sistema de circulação.

O comportamento do fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto, considera-se que o fluido é definido como um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de cargas na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (MACHADO, 2002).

A partir da medição reológica de determinado fluido pode-se indicar como este escoará quando submetido a condições de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. Dentre os parâmetros reológicos mais usuais, destaca-se a viscosidade, que se refere à resistência que uma substância apresenta ao fluxo, e, no campo, citam-se como principais propriedades reológicas

de interesse o índice de comportamento, o índice de consistência, a viscosidade aparente, a viscosidade plástica, o limite de escoamento e a força gel (THOMAS *et al*, 2001).

O controle destas propriedades é indispensável, pois visa o melhoramento da operação de perfuração por meio da otimização no processo de limpeza do poço, removendo os cascalhos perfurados, através da minimização da pressão de bombas, evitando o influxo da formação e prevenindo perda de circulação para a formação perfurada (VITAL, 2005).

Para Machado (2002), reologia é a ciência que estuda a deformação e o fluxo da matéria. Assim sendo, os parâmetros reológicos utilizados para descrever o comportamento do fluxo de um fluido, definido como modelo reológico, irão interferir diretamente nos valores da perda de carga nas tubulações e na velocidade com que são transportados os cascalhos.

Os fluidos apresentam dois tipos de classificações reológicas quanto à deformação, e também quanto à relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento.

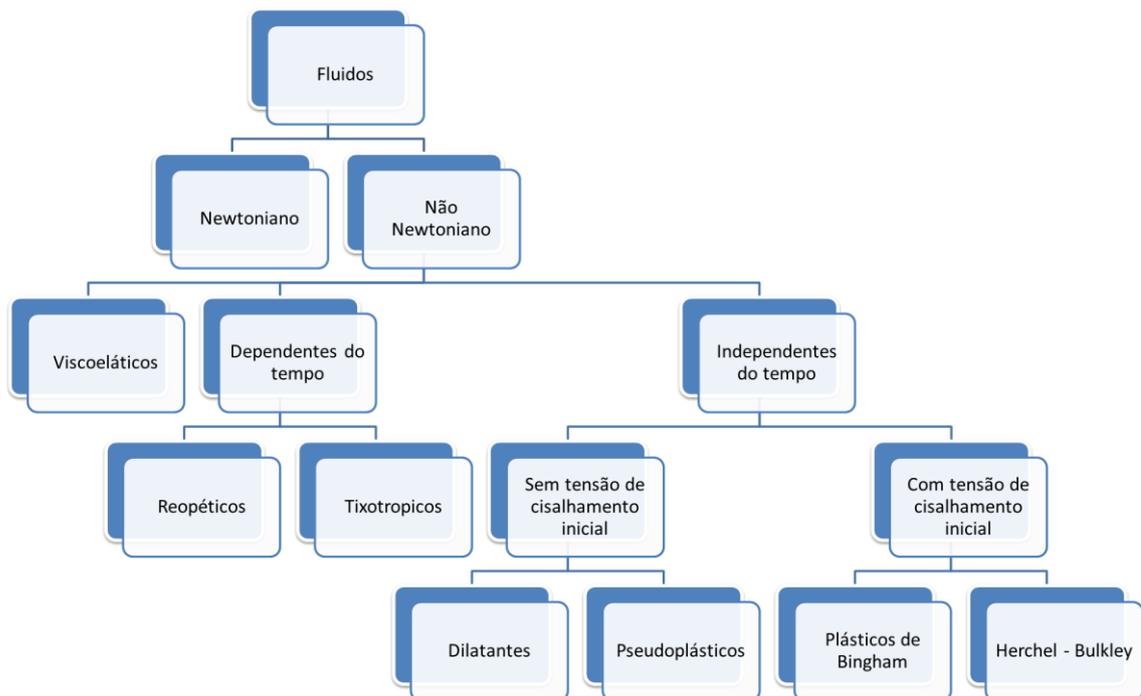
Na primeira classificação, os fluidos podem ser divididos em:

- Reversíveis ou elásticos: são sistemas que não escoam; sua deformação é reversível e o sistema obedece à Lei de Hooke.
- Irreversíveis ou viscosos: são sistemas que escoam; sua deformação é irreversível e o sistema obedece à Lei de Newton, de viscosidade constante.

Na segunda classificação, os fluidos podem ser divididos em:

- Fluidos Newtonianos: sua viscosidade é constante e seguem a Lei de Newton. Esta classe abrange todos os gases e líquidos não poliméricos e homogêneos. Ex.: água, leite, soluções de sacarose, óleos vegetais.
- Fluidos Não Newtonianos: a relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento não é constante. Este tipo de fluido apresenta várias subdivisões, como apresentado na Figura 4 que mostra um esquema, para melhor visualização, com as divisões e subdivisões de acordo com a relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento.

Figura 4 - Classificação dos fluidos de acordo com a relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento.



Fonte: Esquema [...] (2013).

Segundo DARLEY e GRAY (1988), o estudo reológico é focado primeiramente na relação entre a pressão exercida do fluxo e a taxa do fluxo, e depois disso na influência das características do fluido no fluxo.

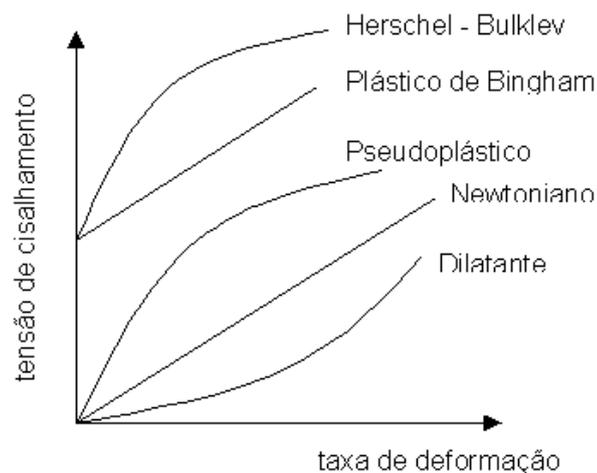
Os regimes de escoamentos viscosos são classificados em laminar ou turbulento, de acordo com a sua estrutura. No regime laminar, a estrutura do escoamento é caracterizada pelo movimento suave em lâminas ou camadas. A estrutura do escoamento no regime turbulento é caracterizada por movimentos tridimensionais aleatórios de partículas fluidas, em adição ao movimento médio (FOX e MCDONALD, 2005).

Quando o fluxo é turbulento, a pressão aumenta com o aumento da velocidade muito mais rapidamente do que quando é laminar (DARLEY e GRAY, 1988).

O comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Estes são determinados considerando um modelo matemático particular o qual influencia diretamente no cálculo das perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (MELO, 2004).

A Figura 5 mostra as curvas de fluxo dos modelos matemáticos, com base no comportamento reológico do fluido newtoniano e dos fluidos não newtonianos independentes do tempo.

Figura 5 - Curvas de escoamento de fluidos newtoniano e não newtonianos de propriedades independentes do tempo de cisalhamento.



Fonte: Modificado Diaz (2002).

Para cada modelo reológico estão associados certos parâmetros. O modelo mais empregado no tratamento dos fluidos de perfuração é o modelo Binghamiano, cujos componentes reológicos são as viscosidades plásticas (μ_p) e o limite de escoamento (τ_0) (Machado, 2002).

As propriedades reológicas e gelificantes são: viscosidade aparente, plástica e limite de escoamento, e os géis (MELO, 2008).

Machado (2002) descreve viscosidade aparente (μ_a) como a viscosidade que o fluido teria se fosse Newtoniano, naquelas condições de fluxo (Equação 1), e limite de escoamento (LE), como a tensão mínima (τ_l) aplicada ao fluido para que haja alguma tensão cisalhante.

$$\mu_a = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (1)$$

A seguir será explanado com mais detalhes o modelo Newtoniano, de Bingham e o de Ostwald Waale ou fluido de potência (pode ser usado para representar os fluidos pseudoplásticos), pois estes modelos serão utilizados para os resultados deste trabalho.

- **Modelo Newtoniano**

Issac Newton foi o primeiro a desenvolver a lei básica da viscosimetria, descrevendo o comportamento de fluxo de um líquido ideal (SCHRAMM, 1988). Assim, os fluidos que apresentam características deste modelo ficaram conhecidos como fluidos Newtonianos. A equação matemática desenvolvida por Newton está mostrada na Equação 2:

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (2)$$

Sendo:

τ - tensão de cisalhamento (Pa)

μ - viscosidade (Pa.s)

$\dot{\gamma}$ - taxa de cisalhamento (s^{-1})

A tensão de cisalhamento pode ser definida como a força por unidade de área cisalhante, necessária para manter o escoamento do fluido (Equação 3).

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (3)$$

Já a taxa de cisalhamento, pode ser definida como a taxa de deformação, submetido pelo material em resposta a uma tensão cisalhante (Equação 4).

$$\dot{\gamma} = \frac{F}{A} \quad (4)$$

- **Modelo de Bingham**

Neste modelo, a tensão de cisalhamento para um fluido de Bingham é definida pelas equações a seguir:

$$\tau = \mu_p \dot{\gamma} + \tau_0, \text{ para } \tau > \tau_0 \quad (5)$$

$$\dot{\gamma} = 0, \text{ para } -\tau_0 > \tau > \tau_0 \quad (6)$$

$$\tau = \mu_p \dot{\gamma} - \tau_0, \text{ para } \tau < -\tau_0 \quad (7)$$

Sendo:

μ_p – viscosidade plástica do fluido

τ_0 – tensão limite de escoamento do fluido

Um detalhe importante deste modelo é que ele só é válido para escoamento laminar. E além disso, um fluido de Bingham não flui até uma tensão de cisalhamento, τ , exercer um valor mínimo, τ_l . Após a aplicação desta tensão cisalhante mínima, as variações da tensão de cisalhamento são proporcionais à taxas de cisalhamento.

- **Modelo de Ostwald Waale ou fluido de potência**

A tensão de cisalhamento em um fluido de potência está relacionada à taxa de cisalhamento através da seguinte equação:

$$\tau = K\dot{\gamma}^n \quad (8)$$

Sendo:

K - índice de consistência do fluido,

$\dot{\gamma}$ - taxa de deformação por cisalhamento do fluido

n – índice de comportamento

No qual, o índice de comportamento, pode ser dividido em:

$$n \begin{cases} 0 < n < 1, \text{ fluido Pseudoplástico} \\ n = 1, \text{ fluido Newtoniano} \\ n > 1, \text{ fluido Dilatante} \end{cases}$$

ii. Força gel:

Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado semi-rígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão novamente em movimento. A força gel é um parâmetro também de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica certo tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido (SILVA, 2003).

- **Tixotropia**

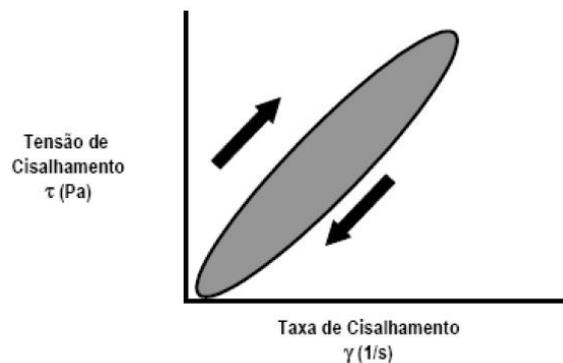
O fluido de perfuração é projetado para gelificar gradativamente quando não há cisalhamento aplicado sobre ele. À esta propriedade dá-se o nome de tixotropia, a qual é definida como um decréscimo contínuo da viscosidade com o tempo quando um escoamento é aplicado a uma amostra que tenha estado previamente em repouso e a subsequente recuperação da viscosidade no tempo quando o escoamento é descontinuado. Quando o escoamento é então reiniciado, o gel é quebrado e picos de pressão são observados, os quais podem ser suficientes para comprometer a estabilidade do poço ou até fraturar a formação nas imediações do poço (ROCHA, 2010).

Mewis & Wagner (2009) definiram tixotropia como um decréscimo contínuo da viscosidade com o tempo quando uma amostra que tenha estado previamente em repouso é submetida ao escoamento e a subsequente recuperação da viscosidade no tempo quando o escoamento é descontinuado.

Segundo Machado (2002), fluidos de perfuração são exemplos de fluidos tixotrópicos.

A Figura 6 mostra uma curva de fluxo para cima e outra diretamente para baixo. A área formada entre essas duas curvas é definida como a magnitude desta propriedade chamada tixotropia. Esta área tem a dimensão da “energia” relativa ao volume da amostra cisalhante que indica a energia necessária para quebrar a estrutura tixotrópica (SCHRAMM, 1988).

Figura 6 - Histerese em fluidos tixotrópicos.



Fonte: Diaz (2002).

iii. Densidade:

Segundo Annis e Smith (1996), a densidade do fluido de perfuração tem que ser tal que a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluido evite o influxo para o poço. Esta é a primeira das necessidades de qualquer fluido e deve ser considerado antes de qualquer outra das propriedades ou funções do fluido. Com isso, o ponto inicial do controle de pressão é o controle da densidade do fluido.

O peso da coluna de fluido no poço, necessário para balancear a pressão da formação é o ponto de referência em que todos os cálculos de controle e pressão são baseados (ANNIS e SMITH, 1996).

Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pelo limite mínimo da pressão de poros (é a pressão atuante nos fluidos que se

encontram no espaço poroso da rocha) e pelo limite máximo da pressão de fratura (é o valor de pressão para o qual a rocha se rompe) das formações expostas.

Assim, muitas vezes há necessidade de aumentar ou diminuir a densidade do fluido de perfuração. Para aumentar a densidade, geralmente adiciona-se baritina, BaSO₄, que tem densidade entre 4,3 e 4,6 g/cm³, enquanto que a densidade dos sólidos perfurados é em torno de 2,60. Neste trabalho, foi utilizado a baritina com a finalidade de elevar a densidade do fluido.

iv. Parâmetros de filtração:

A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha (SILVA, 2003).

A invasão de filtrado na formação pode causar um número de dificuldades em analisar o poço. Se a invasão do filtrado é grande, pode transportar todos os líquidos do poço para formação antes que este seja recuperado. O filtrado pode, também, reagir quimicamente com a argila dos poros da formação ou com espécies químicas dos fluidos das formações e mudar as características de permeabilidade do poço (AMOCO, 2013).

Os elevados valores de volume de filtrado, por sua vez, indicam invasão excessiva de filtrado nas formações hidratáveis, avaliações equivocadas da formação que está sendo perfurada e redução do diâmetro do poço em virtude da formação de reboco muito espesso. Além disso, filtrados elevados contribuem fortemente para o processo de prisão diferencial (FARIAS, 2005).

O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração.

v. Teor de sólidos:

O teor de sólidos é uma propriedade que deve ser controlada com rigor, visto que o seu aumento implica aumento de várias outras propriedades, tais como densidade, viscosidade e

forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração. Com isso, o teor de sólidos deve ser controlado para mantê-lo na menor quantidade possível.

A fim de tratar o fluido para reduzir o teor de sólidos, utiliza-se o tratamento preventivo, que consiste em inibir o fluido, física ou quimicamente, evitando-se a dispersão dos sólidos perfurados, ou o método corretivo, em busca de extrair os sólidos para reduzir o teor de sólidos presentes no fluido, para isto, utiliza-se tanques de decantação, peneiras, hidrociclones, centrifugadores, ou diluir o fluido.

2.1.6.2. Propriedades Químicas

i. Potencial Hidrogeniônica pH:

O pH dos fluidos de perfuração é medido através de papéis indicadores ou de potenciômetros, e é geralmente mantido no intervalo alcalino baixo, isto é, de 7 a 10. O objetivo principal é reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas (SILVA, 2003).

ii. Resistividade elétrica:

A resistência elétrica é definida como sendo a capacidade que tem um meio de impedir passagem da corrente elétrica. A resistividade (R) de um condutor é diretamente proporcional ao comprimento (L) a ser percorrido pela corrente elétrica, e inversamente proporcional à área (A) atravessada.

As rochas que contem gás, óleo e/ou água misturados em seus poros, apresentam valor de resistividade mais alto que as rochas que não contem devido à capacidade isolante da fração hidrocarboneto. Assim, quanto maior for a quantidade de hidrocarboneto maior a dificuldade da corrente elétrica terá em atravessar esta rocha.

Um método de perfilagem amplamente utilizado é o de resistividade elétrica. Neste método, mede-se a cada 20 cm de rocha perfurada, a resistividade elétrica. Com isso, esta propriedade é de fundamental importância.

2.2. TENSOATIVO

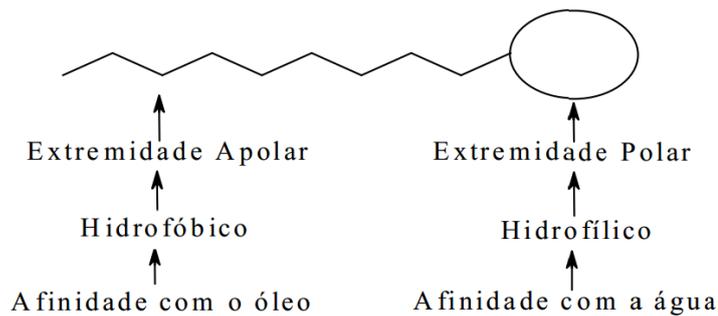
Neste tópico, terá uma abordagem rápida sobre a definição, classificação e sobre a propriedade de micelização dos tensoativos.

2.2.1. Definição

Tensoativos são substâncias naturais ou sintéticas, que possuem em sua estrutura uma parte lipofílica (ou hidrofóbica) e uma parte hidrofílica, responsáveis pela adsorção nas interfaces líquido-líquido, líquido-gás ou sólido-líquido de um dado sistema (HUNTER, 1992).

A representação esquemática de um tensoativo pode ser observada na Figura 7.

Figura 7 - Representação esquemática de um tensoativo.

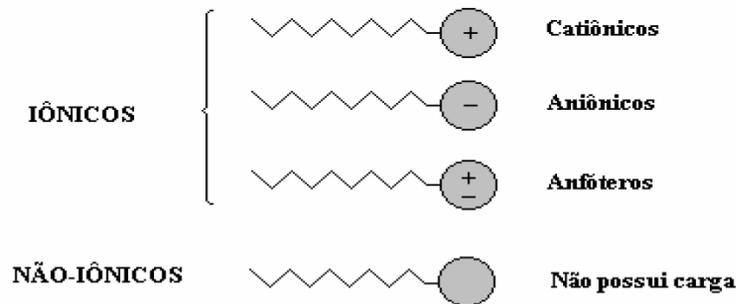


Fonte: Schramm (2000).

2.2.2. Classificação

Os tensoativos podem ser diferenciados a partir da sua região polar. Baseado neste critério, os tensoativos podem ser divididos em: iônicos (catiônicos e aniônicos), não iônicos e anfóteros.

A Figura 8 apresenta esquematicamente a classificação dos tipos de tensoativos.

Figura 8 - Representação esquemática dos tipos de tensoativos.

Fonte: Silva (2008).

2.2.2.1 Tensoativos iônicos

Este tipo de tensoativo apresenta carga elétrica na parte hidrofílica, e ao se dissociarem em água, formam íons carregados negativamente (tensoativos aniônicos) ou positivamente (tensoativos catiônicos).

- **Tensoativos Aniônicos**

Os tensoativos aniônicos possuem um ou vários grupos ionizáveis que produzem íons carregados negativamente na superfície ativa quando em solução aquosa. Neste grupo são incluídos os sabões, compostos sulfonados e os sulfonatados (Silva, 2008). Estes são derivados de gorduras animais ou óleos vegetais, por reações de saponificação, sendo até o momento os mais estudados e compreendidos com relação à sua estrutura e função.

- **Tensoativos Catiônicos**

Os tensoativos catiônicos possuem, em solução aquosa, um ou vários grupos ionizáveis que produzem íons carregados positivamente na superfície ativa. Estes tensoativos são normalmente utilizados para tratamentos de água, formulação de desinfetantes e cosméticos, devido a sua efetiva ação microbiológica. Exemplos comuns deste tipo de tensoativo são os sais quaternários de amônio de cadeia longa (SANTANNA, 2003). Estes são solúveis tanto em meio ácido como em meio alcalino, proporcionando aumento de viscosidade e ação bactericida e aminas de cadeias longas, utilizadas como óleos lubrificantes, como inibidores de corrosão em superfícies metálicas e como coletores de flotação na indústria de minérios (ROSSI, 2006).

2.2.2.2. *Tensoativos não iônicos*

Como o próprio nome já diz, este tipo de tensoativo não apresentam íons em sua extremidade, ou seja, são constituídos por substâncias cujas moléculas, em solução aquosa, não se ionizam. É interessante explicar então, como este grupo dissocia-se em água. Portanto, esta solubilidade está relacionada à presença de grupamentos funcionais em suas moléculas, que possuem forte afinidade com a água. Como exemplos, o nonilfenol etoxilado, álcoois graxos etoxilados e o propilenoglicoletoxilado.

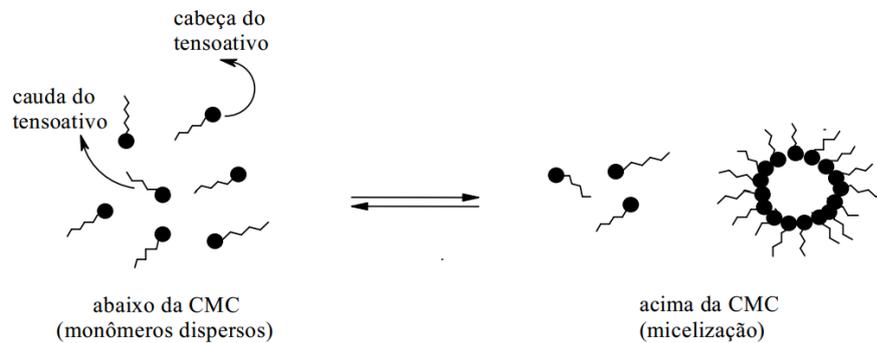
2.2.2.3. *Tensoativos anfóteros*

Este tipo de tensoativo contém em sua estrutura tanto o radical ácido quanto o radical básico. Assim, esses compostos, quando dissociados, podem exibir características aniônicas ou catiônicas, dependendo do pH da solução. Para serem catiônicos o pH deve variar entre 4 e 9 ou para serem aniônicos o pH deve variar entre 9 e 10.

2.2.3. **Micelização**

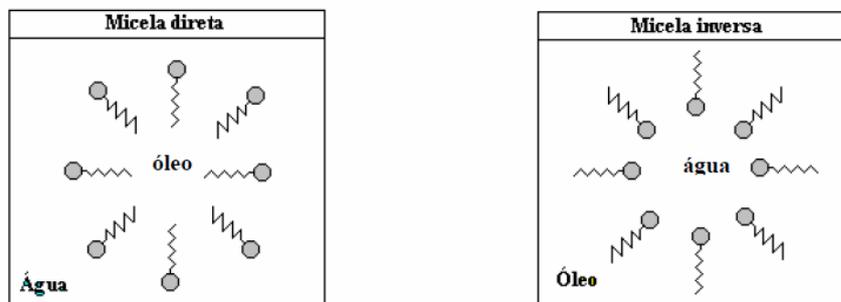
Uma das propriedades fundamentais dos tensoativos é a propriedade de adsorção nas interfaces (limite entre duas fases imiscíveis) ou superfícies de um dado sistema. As propriedades físicoquímicas de tensoativos, na sua grande maioria, não variam significativamente, mesmo em baixas concentrações. No entanto, para uma dada concentração específica de tensoativo, conhecida como concentração micelar crítica (cmc), ocorre uma mudança brusca nestas propriedades. Abaixo da c.m.c, as moléculas de tensoativo estão presentes na forma de monômeros dispersos, e acima, estão presentes na forma de agregados (micelas). Este processo de formação é conhecido como micelização (SWARUP e SCHOFF, 1993), e está representado na Figura 9.

As micelas são agregados moleculares, de tamanho coloidal, em equilíbrio com as moléculas de monômeros das quais são formadas (DeLNUNZLO, 1990).

Figura 9 - Processo de formação de micela.

Fonte: Swarup e Schoff (1993).

Existem dois tipos de micelas: as micelas diretas e as micelas inversas, que são caracterizadas pela natureza do solvente em que os tensoativos estão presentes. Em agregados de caráter iônico, ocorre no interior da micela um agrupamento da parte hidrofóbica da molécula tensoativa de forma a se ter um mínimo de superfície em contato com a água, a cauda apolar do tensoativo fica orientada para o meio da micela, esses agregados são chamados de micelas diretas. Em se tratando das micelas inversas, as mesmas se orientam de forma oposta, as cabeças hidrofílicas estão direcionadas para o centro e as caudas hidrofóbicas estão direcionadas para o meio externo (SILVA, 2011; SANTANNA, 2003), como mostra a Figura 10.

Figura 10 - Representação das micelas: direta e inversa.

Fonte: Santanna (2003).

2.3. DIAGRAMAS DE FASES

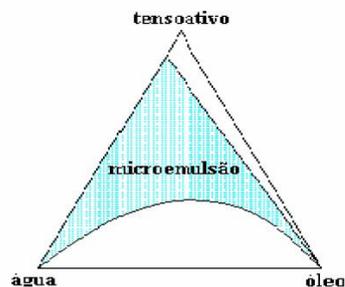
Os diagramas de fases podem ser divididos em: ternários, quaternários e pseudoternários.

O diagrama de fases retrata em que condição experimental é possível se obter microemulsões e as regiões que limitam as emulsões, fases separadas, e microemulsões O/A e A/O (Silva, 2008).

2.3.1. Diagramas ternários

Os diagramas ternários são representados em um diagrama triangular contendo três constituintes: água, óleo e tensoativo, cada um destes componentes assumem um dos vértices do triângulo. Com isso, de acordo com as condições e proporções dos constituintes, pode ser delimitada as regiões de microemulsão, como mostra a Figura 11.

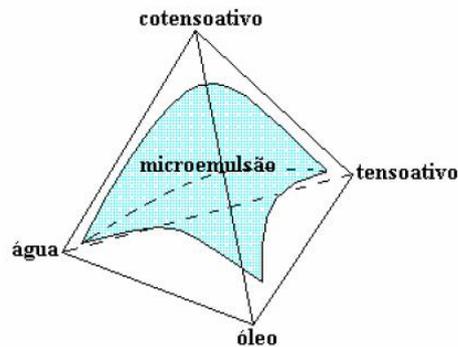
Figura 11 - Diagrama ternário mostrando a zona de microemulsão em um sistema de três constituintes.



Fonte: Santanna (2003).

2.3.2. Diagramas quaternários

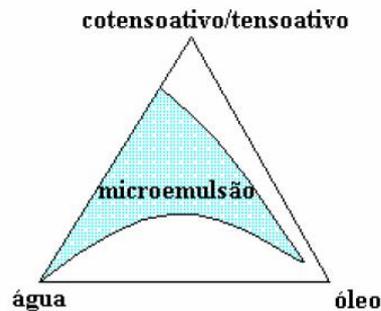
O diagrama quaternário (Figura 12) é uma extensão do diagrama de fases ternário. Este utiliza um tetraedro para representar as regiões de microemulsão formadas por quatro constituintes: tensoativo, cotensoativo, fase oleosa e fase aquosa. Da mesma forma que nos diagramas ternários, cada componente puro assume um vértice do tetraedro.

Figura 12 - Representação da região de microemulsão em um diagrama quaternário.

Fonte: Santanna (2003).

2.3.3. Diagramas pseudoternários

A representação dos sistemas de microemulsão com quatro constituintes torna-se mais fácil quando é fixada uma razão entre dois componentes, geralmente cotensoativo/tensoativo, obtendo-se um sistema de três pseudo-componentes (água, óleo e a mistura cotensoativo/tensoativo). Os diagramas pseudoternários representam cortes axiais nos diagramas quaternários, onde se obtém diagramas triangulares em que um dos vértices representa a mistura de dois componentes, a uma razão constante (SANTANNA 2003), conforme mostra a Figura 13.

Figura 13 - Diagrama pseudoternário com razão cotensoativo/tensoativo constante.

Fonte: Santanna (2003).

2.4. ASPECTOS GERAIS SOBRE MICROEMULSÃO

As microemulsões são sistemas dispersos, termodinamicamente estáveis, transparentes ou translúcidos, monofásicos, formados a partir de uma aparente solubilização espontânea de dois líquidos, normalmente imiscíveis, na presença de tensoativo e cotensoativo (ROBB, 1981).

Desta maneira, o antigo conceito de que água e óleo não se misturam sofreu mudanças significativas. A adição de um terceiro componente em um sistema composto por dois líquidos que sejam parcialmente ou totalmente imiscíveis entre si, pode resultar na diminuição (ou aumento) da solubilidade destes líquidos. O tensoativo pode ser adicionado como um terceiro componente, proporcionando uma redução da tensão interfacial entre os líquidos imiscíveis tornando-os capazes de se dispersarem um no outro (ROSSI *et al.*, 2007).

As microemulsões são constituídas de microgotículas dispersas, dinâmicas, com um diâmetro variando entre 10 e 300 nm.

As microemulsões diferem das emulsões não somente por seu tamanho estrutural ser bem menor, como também por sua estabilidade termodinâmica, estabilizando e propiciando vida longa a sistemas de misturas do tipo óleo/água (SILVA, 2011). As principais diferenças estão mostradas na Tabela 5.

Tabela 5 - Principais diferenças entre emulsões e microemulsões.

	EMULSÃO	MICROEMULSÃO
Tamanho das gotículas dispersas	1-10 µm	10 nm – 300nm
Aparência	Turva e leitosa	Transparente e translúcida
Estabilidade	Termodinamicamente instável	Termodinamicamente estável
Tensão interfacial	Alta	Muito Baixa

Fonte: Damasceno *et al.* (2011).

As microemulsões podem ser do tipo água em óleo (A/O) e óleo em água (O/A). A diferença entre estes tipos é que no primeiro A/O, os domínios aquosos são cercados por uma região contínua de óleo. Já no segundo caso O/A, os domínios de óleo são cercados por uma região contínua de água.

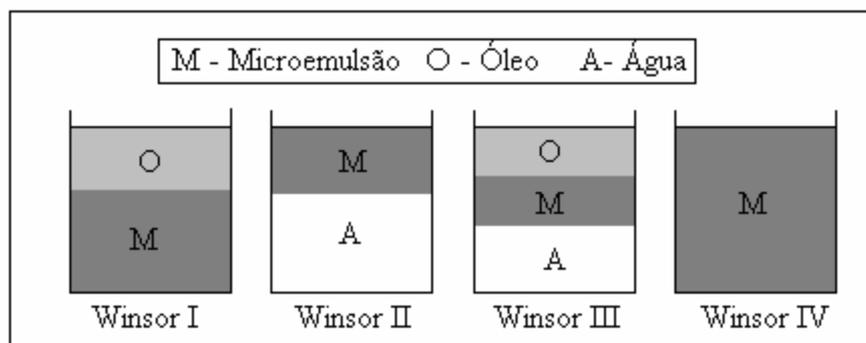
2.4.1. Classificação de Winsor

As microemulsões podem entrar em equilíbrio com outras fases. Com isso, os diferentes tipos de equilíbrio existentes entre as microemulsões, fase aquosa e oleosa, foram classificados por Winsor em 1938, como:

- WINSOR I (WI): Quando a fase microemulsionada está em equilíbrio com uma fase orgânica em excesso. A fase oleosa se encontra acima da microemulsão por possuir densidade menor que a da água.
- WINSOR II (WII): Quando a fase microemulsionada está em equilíbrio com uma fase aquosa em excesso. A microemulsão se encontra na parte superior à fase aquosa por possuir menor densidade.
- WINSOR III (WIII): É caracterizado por um sistema trifásico, onde a microemulsão está em equilíbrio com uma fase aquosa e outra orgânica ao mesmo tempo. Sendo que o óleo é a fase superior, a microemulsão é a fase intermediária e a água, a fase inferior.
- WINSOR IV (WIV): Este sistema, em escala macroscópica, é monofásico, constituído por uma fase microemulsionada única.

A Figura 14 mostra a classificação apresentada por Winsor, de forma esquemática.

Figura 14 - Classificação dos sistemas baseada no critério de Winsor.



Fonte: Santanna (2003).

3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Neste capítulo serão discriminados os reagentes, materiais, equipamentos e a metodologia utilizada no desenvolvimento da parte experimental desta pesquisa, bem como, a construção dos diagramas de fase, preparo do fluido de perfuração e dos ensaios reológicos realizados.

O experimento deste trabalho, em síntese, consistiu na obtenção dos sistemas microemulsionados através da construção, de diagramas de fase. Posteriormente, foram escolhidos alguns pontos de microemulsão, dentro destes diagramas, para a elaboração do fluido de perfuração, no qual, adicionou-se viscosificante, de tipos e concentrações diferentes, para analisar a influência deste sobre o fluido. Mediu-se também a densidade deste fluido para então ser adicionar a quantidade certa de adensante para deixar o fluido com o peso ideal. Por fim, foram realizados os ensaios reológicos e analisado os resultados.

3.1. REAGENTES UTILIZADOS

Para a realização deste trabalho, foram utilizados os seguintes reagentes:

- ✓ Água destilada, como fase aquosa;
- ✓ NaCl, para transformar a água destilada em salmoura;
- ✓ n-Parafina, representando a fase óleo;
- ✓ Nonifenoletoxilado (Ultranex 40 e Ultranex 80), tensoativos não-iônicos, utilizados como agente emulsificante;
- ✓ Goma Xantana e Atapulgita, viscosificantes utilizados para modificar a viscosidade do fluido;
- ✓ Baritina, adensante, utilizado para dar peso ao fluido.

3.2. MATERIAIS UTILIZADOS

Os principais materiais usados no desenvolvimento experimental foram:

- ✓ Tubo de ensaio;
- ✓ Béquer;
- ✓ Conta gotas;

- ✓ Proveta;
- ✓ Espátula.

3.3. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS

Os equipamentos utilizados no decorrer deste trabalho foram:

- ✓ Balança analítica Tecnal, modelo B-TEC-W210A;
- ✓ Agitador Tecnal, modelo AP56 Phonenix;
- ✓ Centrífuga Quimis, microprocessada;
- ✓ Reômetro Thermo Cientific – HAAKE MARS (Modular Advanced Rheometer System).

3.4 OBTENÇÃO DOS SISTEMAS MICROEMULSIONADOS E CONSTRUÇÃO DOS DIAGRAMAS DE FASE

Para determinar as regiões de microemulsão, é necessária a construção de diagramas de fases. A construção desses diagramas foi baseada na titulação volumétrica com pesagem analítica das proporções volumétricas, para se obter as proporções mássicas respectivas.

Para a obtenção dos diagramas de fases ternários, fixam-se dois vértices do triângulo equilátero (normalmente os vértices do tensoativo e a da fase orgânica) e titula-se com a fase aquosa ou oleosa, varrendo toda a extensão do diagrama até a formação ou desaparecimento das regiões de microemulsão.

Para obter os sistemas microemulsionados entre a água (doce ou salmoura), óleo (n-Parafina) e o tensoativo, foi necessário primeiramente escolher o tipo de água a ser utilizado. Quando escolhido a água doce, utilizou-se apenas a água destilada, já para a salmoura, adicionou-se NaCl, nas concentrações 35 g/L, 140 g/L e 270 g/L, à água destilada com a finalidade de deixá-la na concentração desejada.

Após isso, inicia-se a obtenção dos sistemas microemulsionados. Para isto, foi utilizada a seguinte estratégia: pesou-se um tubo de ensaio vazio, misturou neste a fase óleo e o tensoativo, em proporções conhecidas, que visualmente apresenta-se de forma incolor. Posteriormente, foi gotejada a água, e a cada gota a mistura foi agitada e centrifugada para

verificar se a mesma continuava incolor (microemulsionada) ou se apresentava algum turvamento, ou seja, se havia deixado de ser um sistema microemulsionado.

Para a mistura inicial entre o óleo e o tensoativo utilizou-se como base de cálculo 2,5 g e as percentagens foram variadas em 10%, ou seja, criou-se uma tabela, na qual, o óleo iniciou com 10% da base de cálculo (0,25 g de óleo) e o tensoativo com 90% da base de cálculo (2,25 g de tensoativo) e estas percentagens foram modificadas em 10% para cima, no caso do óleo, e 10% para baixo, no caso do tensoativo, até que varreu todas as percentagens possíveis. Assim, a última percentagem do óleo foi 90% da base de cálculo (2,25 g de óleo) e a última percentagem do tensoativo foi 10% da base de cálculo (0,25 g de tensoativo). Em cada mistura inicial obtida, foi gotejado a água e agitado posteriormente a cada gota para descobrir qual região Winsor este sistema estaria. Inicialmente incolor, ao adicionar uma certa quantidade de água, este sistema pode turvar parcialmente ou totalmente, caracterizando o fim da região de microemulsão.

Ao descobrir o ponto exato que o sistema deixou de ser microemulsão, pesa o tubo de ensaio com a amostra para descobrir qual a massa de água que foi adicionada, apenas subtraindo a massa encontrada no tubo de ensaio com os três reagentes utilizados pela massa do tubo de ensaio com os 2,5 g da mistura inicial.

E com a ajuda do Excel 2010, foram construídos os diagramas de fase.

3.5. PREPARO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Após a construção do diagrama de fases, escolheu-se o ponto a ser estudado, apresentando então a percentagem dos três constituintes deste diagrama. Adotou-se a base de cálculo de 25 g para o preparo do fluido, após isso, o viscosificante (Goma Xantana ou Atapulgita) foi adicionado lentamente e sob agitação na água, para hidratá-lo durante 24 horas. Em seguida, adicionou-se ao misturador a fase óleo (n-parafina), o tensoativo emulsificante (Ultranex 40 ou Ultranex 80), e em seguida a fase aquosa (água destilada ou água salina) contendo viscosificante.

Com a utilização de uma proveta, calculou-se a densidade deste fluido para posteriormente, realizar o cálculo de balanço de massa, a fim de calcular a quantidade de baritina necessária para elevar o peso do fluido ao valor desejado de 9lb/gal, utilizado neste trabalho. O balanço de massa foi obtido pela Equação 9:

$$\rho V + \rho_{Baritina} V_{Baritina} = \rho_f V_f \quad (9)$$

Sendo:

ρ - peso específico do fluido obtido;

V - volume do fluido obtido;

$\rho_{Baritina}$ - massa específica da baritina;

$V_{Baritina}$ - volume necessário de baritina;

ρ_f - peso específico desejado do fluido;

V_f - volume do fluido ($V + V_{Baritina}$).

Com o volume da baritina ($V_{Baritina}$) obtido pelo balanço de massa, calculou-se a sua massa pela Equação 10:

$$m_{Baritina} = \rho_{Baritina} V_{Baritina} \quad (10)$$

Por fim, a massa de baritina calculada foi adicionada ao fluido no misturador, continuando com a agitação para total mistura do sistema.

3.6. ENSAIOS REOLÓGICOS

Foram realizados os ensaios reológicos de viscosidade e tixotropia, e para isto, utilizou-se o reômetro Thermo Cientific – HAAKE MARS (Modular Advanced Rheometer System). Com os resultados obtidos nesta etapa do procedimento determinou-se entre outros, a viscosidade plástica, o limite de escoamento e o grau de tixotropia dos fluidos estudados utilizando o software do equipamento.

Os ensaios foram realizados à temperatura de 25 °C.

Para a determinação da viscosidade plástica e do limite de escoamento, variou-se a taxa de cisalhamento de 5 a 1010 s⁻¹ por um minuto.

Já para determinar o grau de tixotropia, foram necessários três minutos de experimento, no primeiro minuto, variou-se a taxa de cisalhamento de 5 a 1010 s⁻¹, no segundo minuto manteve-se a taxa de cisalhamento em 1010 s⁻¹, e no terceiro minuto variou-se a taxa de cisalhamento de 1010 a 5 s⁻¹. Por fim, foi calculada a área do ciclo de histerese, caracterizando o grau de tixotropia do fluido.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

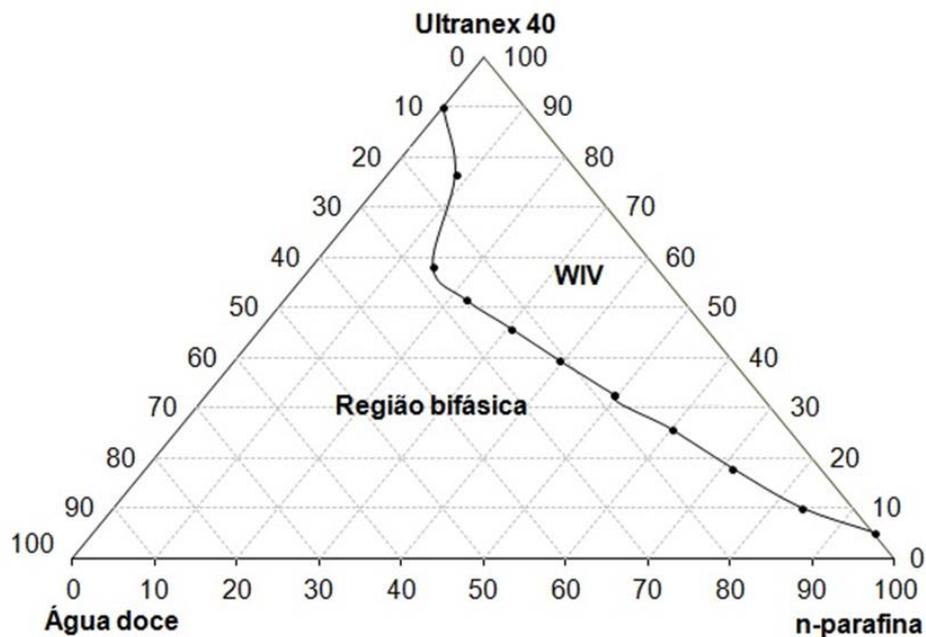
Os resultados obtidos deste trabalho podem ser divididos em duas partes: obtenção de diagramas de fase ternários e caracterização reológica dos fluidos produzidos, analisando a viscosidade plástica, limite de escoamento e a tixotropia do fluido.

4.1. DIAGRAMAS DE FASE TERNÁRIO OBTIDOS

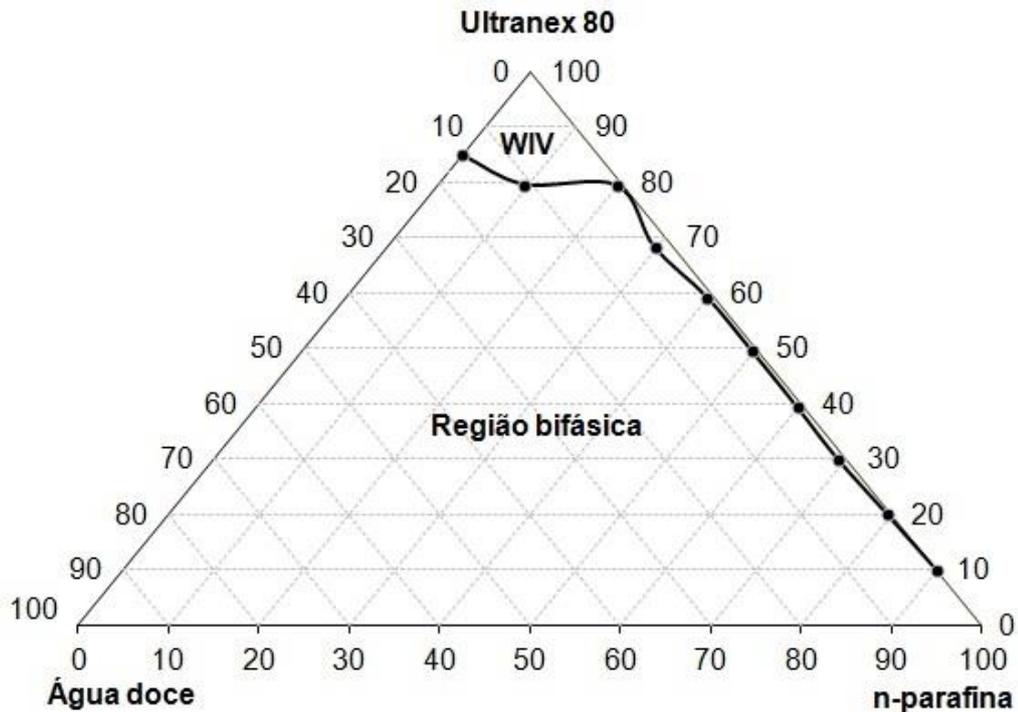
O primeiro experimento realizado neste trabalho foi a construção do diagrama de fase ternário, composto por: fase orgânica ou fase óleo, no caso a n-Parafina, os tensoativos Ultranex 40 e Ultranex 80 e água doce.

Os diagramas obtidos com a utilização do Excel 2010, para os sistemas mencionados anteriormente, estão representados nas Figuras 15 e 16.

Figura 15 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranex 40, n-Parafina e água doce.



Fonte: Autor.

Figura 16 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranex 80, n-Parafina e água doce.

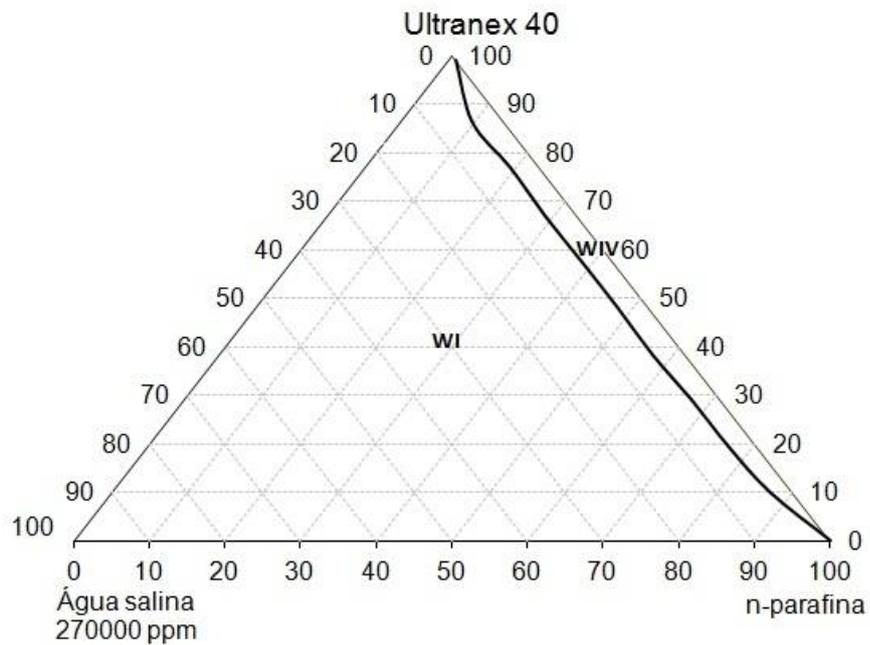
Fonte: Autor.

Realizando uma análise visual nestes diagramas é fácil perceber que o primeiro (Figura 15), utilizando o Ultranex 40, apresentou uma região muito maior de Winsor IV, ou seja, maior região de microemulsão. Assim, ao longo deste trabalho foram construídos diagramas com água salina e realizado ensaios reológicos apenas utilizando o Ultranex 40.

A fim de obter um fluido mais adequado à realidade de campo, foi adicionado NaCl (sal), em concentrações pré-determinadas, à água destilada para a construção de um novo diagrama de fase. A salinidade precisa estar presente no fluido para evitar a migração e o inchamento de argilas presentes nas formações rochosas durante a perfuração.

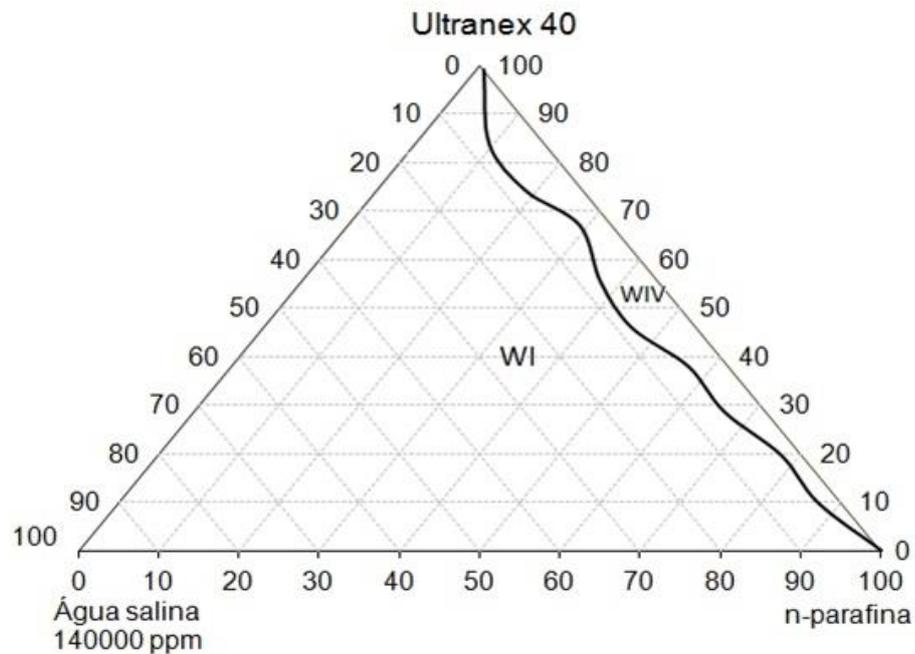
Preparou-se então, soluções aquosas de NaCl com 270000 ppm, 140000 ppm e 35000 ppm. Em posse dessas soluções, preparou-se novos diagramas de fase, mostrados nas Figuras 17, 18 e 19, utilizando essas respectivas concentrações de NaCl.

Figura 17 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranax 40, n-Parafina e água salina com concentração de 270000 ppm de NaCl.



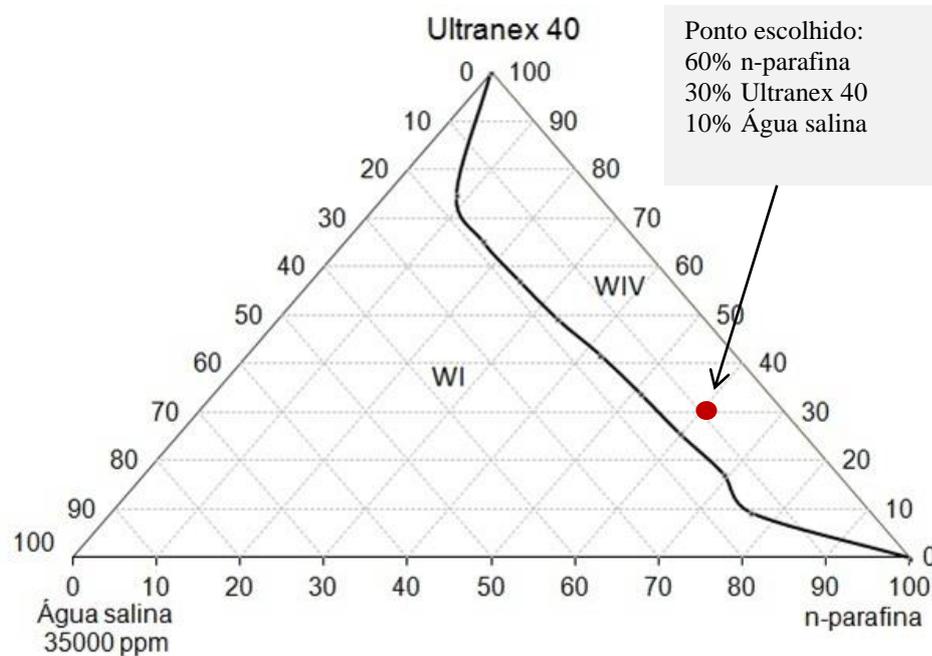
Fonte: Autor.

Figura 18 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranax 40, n-Parafina e água salina com concentração de 140000 ppm de NaCl.



Fonte: Autor.

Figura 19 - Diagrama de fase ternário, utilizando o Ultranax 40, n-Parafina e água salina com concentração de 35000 ppm de NaCl.



Fonte: Autor.

Segundo Barros Neto (1996), as microemulsões com tensoativos não iônicos, são pouco sensíveis à variação de salinidade. Porém, como foi variado a concentração de NaCl em grande quantidade, as regiões de microemulsão modificaram significativamente.

Novamente, realizando uma análise visual nas Figuras 17, 18 e 19, percebe-se que o aumento da concentração de NaCl, diminui a região de microemulsão, ou seja, quanto maior a salinidade, menor a região microemulsionada.

Assim, para a realização dos ensaios reológicos foi escolhido um ponto no diagrama, utilizando água salina com 35000 ppm de NaCl, com a seguinte composição: 60% n-parafina, 30% Ultranax40 e 10% solução salina com 35000 ppm de NaCl.

A próxima etapa analisada, após a escolha da composição, foram os ensaios reológicos realizados referentes aos fluidos produzidos com a composição escolhida.

De agora em diante, este ponto escolhido será chamado de “ponto P”.

4.2. RESULTADOS REOLÓGICOS OBTIDOS

As análises reológicas, do ponto composto por 60% de n-Parafina mais 30% de Ultranex 40 e 10% de água salina a 35000 ppm de NaCl, foram divididas em duas partes: análise da influência da concentração de viscosificante sobre fluido de perfuração e análise comparativa dos tipos de viscosificante frente ao fluido produzido.

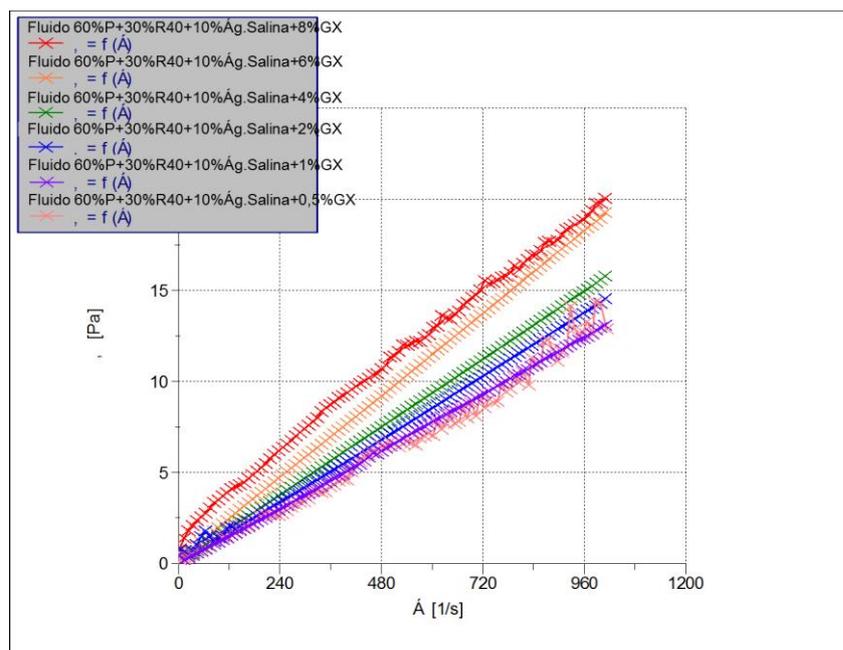
4.2.1. Influência da concentração de viscosificante sobre o fluido de perfuração

Para a obtenção destes resultados, o viscosificante escolhido foi a Goma Xantana, visto que este é amplamente utilizado na indústria de petróleo.

Foram realizados ensaios com 0,5%, 1,0%, 2,0%, 4%, 6% e 8% de Goma Xantana. A seguir, seguem respectivamente as Figuras 20 e 21, comparativos entre as curva de fluxo e viscosidade

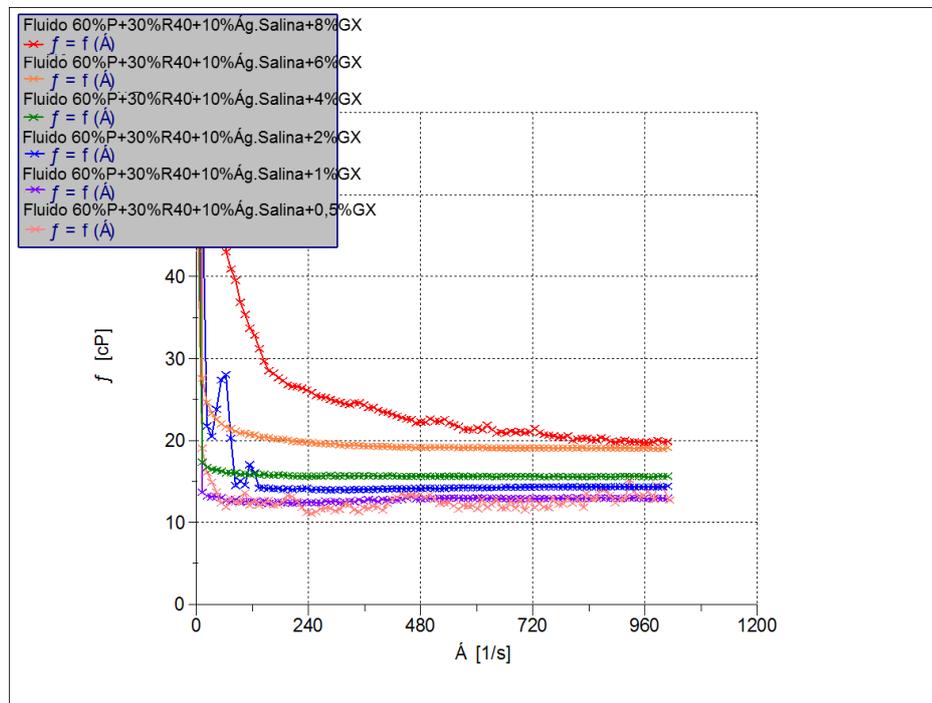
As Figuras apresentando a curva de fluxo e viscosidade com aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para cada uma destas concentrações, estão no ANEXO A.

Figura 20 - Comparativo entre as curvas de fluxo em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando Goma Xantana.



Fonte: Autor.

Figura 21 - Comparativo entre as curvas de fluxo de viscosidade em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando Goma Xantana.



Fonte: Autor.

Os fluidos apresentados na Figura 20, com Goma Xantana, apresentam comportamento não Newtoniano para altas concentrações, visto que, a relação de tensão cisalhante por taxa de cisalhamento não é constante, e comportamento Newtoniano para baixas concentrações, pois, a relação de tensão cisalhante por taxa de cisalhamento é constante.

Pode ser observado, ainda, que os reogramas partem da origem dos eixos, caracterizando que os fluidos preparados com a Goma Xantana não oferecem resistência ao fluxo inicial, ou seja, limite de escoamento igual ou muito próximo de zero. O fator chave para este comportamento são as forças interpartículas e/ou intermoleculares fracas, formadas nas dispersões de GX.

Analisando a Figura 21, percebe-se que a viscosidade do fluido aumenta com o aumento da concentração de viscosificante (Goma Xantana) no meio. Já com relação à taxa de cisalhamento a viscosidade diminui em altas concentrações e mantém-se constante em baixas concentrações. Portanto, em baixas concentrações, este fluido apresenta-se como um fluido Newtoniano, a viscosidade se mantém constante com a variação da taxa de cisalhamento. E em

altas concentrações, como fluido pseudoplástico, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de cisalhamento. As concentrações de 6 e 8 % foram mais significativas no aumento da viscosidade.

A partir da aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale na curva de fluxo, extraíram-se do software de tratamento de dados, o Haake RheoWin Data Manager, os valores dos parâmetros desejados (Tabela 6). Além de descobrir qual dos modelos melhor se adapta a estes fluidos, a partir do coeficiente de correlação (R^2).

Tabela 6 - Valores dos Parâmetros e do coeficiente de correlação.

Concentração de GX (%)	M. de Newton	R^2	M. de Bingham		R^2	M. de Ostwald de Walle		R^2
	$\tau = \mu\dot{\gamma}$		$\tau = \mu_p + \tau_L$			$\tau = K(\dot{\gamma})^n$		
	Parâmetro η	μ_p	τ_L	K	n			
0,5	0,01282	0,9998	0,01301	0,06700	0,9999	0,006531	1,0180	0,9999
1	0,01292	0,9914	0,01325	0,28850	0,9934	0,011430	1,1020	0,9921
2	0,01429	0,9992	0,01414	0,10180	0,9992	0,013620	1,070	0,9992
4	0,01560	0,9993	0,01554	0,04017	1,0000	0,016130	0,9950	1,0000
6	0,01911	0,9989	0,01811	0,20510	1,0000	0,022000	0,9786	0,9999
8	0,02089	0,9839	0,01818	1,83100	0,9989	0,028420	0,7880	0,9988

Fonte: Autor.

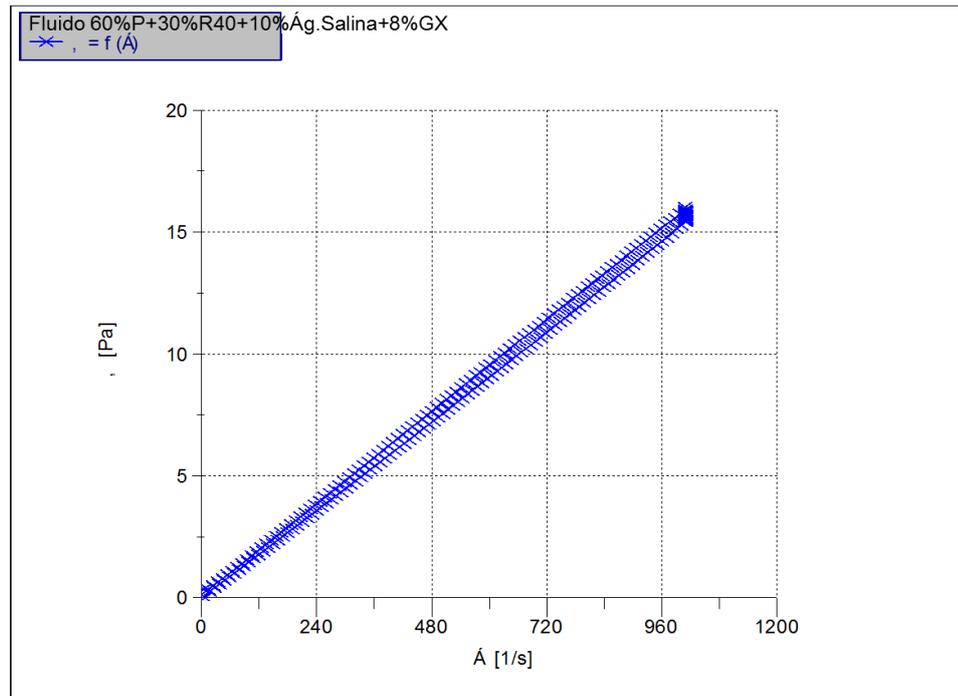
Analisando os parâmetros apresentados na Tabela 6, infere-se do índice de comportamento (n), que em altas concentrações de GX o fluido deixa de se comportar como dilatante ($n > 1$) e passa a comportar-se como pseudoplástico ($0 < n < 1$). Infere-se também, das viscosidades, que com o aumento da concentração de Goma Xantana, aumenta-se a viscosidade plástica.

A partir do coeficiente de correlação, percebe-se que todos os modelos se ajustaram.

Também relacionado a essas concentrações de Goma Xantana, foram realizados ensaios tixotrópicos. A Figura 22 mostra o comportamento tixotrópico do fluido utilizando 8% de Goma Xantana, pois dentre as concentrações deste viscosificante, esta obteve a maior diferença entre a rampa de ida e a rampa de volta. Contudo, nota-se que não há uma grande diferença entre elas, podendo-se afirmar que não houve, que não houve mudanças significativas na tixotropia do fluido formulado com o ponto P. Isso deve-se, provavelmente, ao fato da GX (polímero iônico) ser sensível à presença de sal na composição do fluido.

As Figuras que mostram o comportamento tixotrópico do fluido para as demais concentrações estão no ANEXO B.

Figura 22 - Curva de fluxo de tixotropia em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando a concentração de 8% Goma Xantana.



Fonte: Autor.

Os valores de magnitude tixotrópica, ou seja, da diferença entre as rampas de ida e volta, para as concentrações estudadas estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Valores de magnitude tixotrópica.

Concentração de GX em %	Tixotropia (Pa/s)
0,5	129,1
1	168,7
2	184,5
4	219,5
6	381,6
8	396,6

Fonte: Autor.

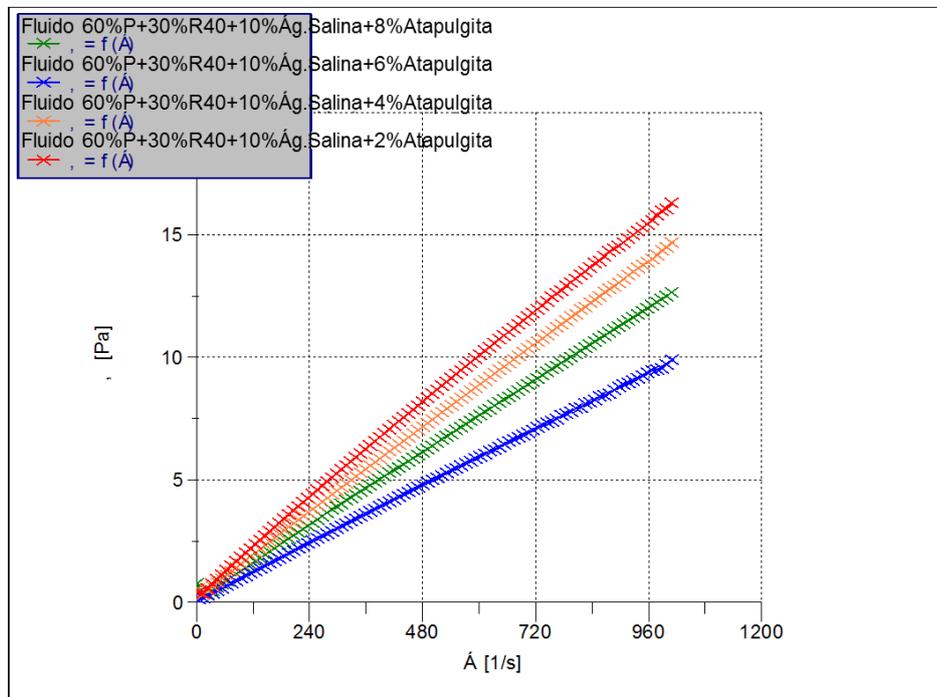
Analisando a Tabela 7, apresentando todas as concentrações de Goma Xantana utilizada, percebe-se que à medida que se aumenta a concentração de viscosificante, aumenta o grau de tixotropia do fluido.

4.2.2. Análise dos tipos de viscosificante frente ao fluido produzido

Os viscosificantes utilizados para realizar esta comparação foram: Goma Xantana e Atapulgita.

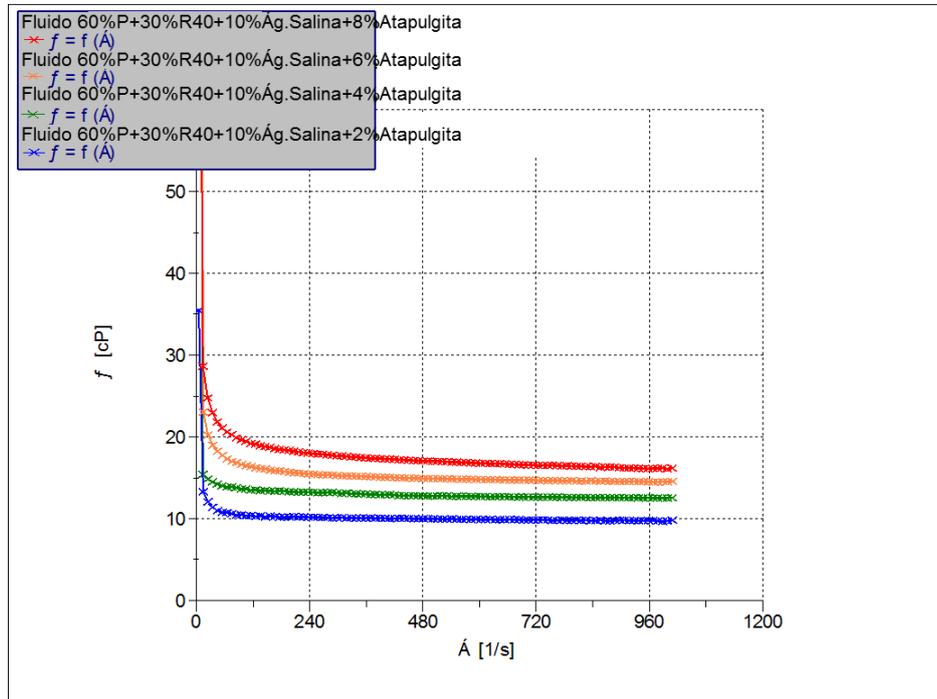
As porcentagens de viscosificantes utilizadas nesta comparação são: 2%, 4%, 6% e 8%. Para isto, foram utilizadas as Figura 20 e 21, relacionadas à Goma Xantana, para utilizar as curvas de fluxo e viscosidade em relação à taxa de cisalhamento, e aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale, para comparar as Figuras 23 e 24, relacionadas à Atapulgita. E os valores dos parâmetros e do coeficiente de correlação, para a Goma Xantana, e Atapulgita nas Tabelas 6 e 8, respectivamente.

Figura 23 - Comparativo entre as curvas de fluxo em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando Atapulgita.



Fonte: Autor.

Figura 24 - Comparativo entre as curvas de fluxo de viscosidade em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P, utilizando Atapulgita.



Fonte: Autor.

A partir da Figura 23, pode-se observar que os reogramas tendem da origem dos eixos, caracterizando que os fluidos preparados com a Atapulgita não oferecem resistência ao fluxo inicial, ou seja, limite de escoamento igual ou muito próximo de zero. Quando comparadas aos reogramas da Goma Xantana percebe-se o mesmo comportamento.

Analisando a Figura 24, percebe-se que a viscosidade do fluido aumenta com o aumento da concentração de viscosificante (Atapulgita) no meio. Já com relação à taxa de cisalhamento (Figura 24) a viscosidade diminui. Portanto, este fluido apresenta-se como fluido pseudoplástico.

Novamente, a partir da aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale na curva de fluxo, extraíram-se do software de tratamento de dados, o Haake RheoWin Data Manager, os valores dos parâmetros desejados (Tabela 8). Além de descobrir qual dos modelos melhor se adapta a estes fluidos, a partir do coeficiente de correlação (R^2).

As Figuras apresentando a curva de fluxo e viscosidade com aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para cada uma destas concentrações estão no ANEXO C.

Tabela 8 - Valores dos Parâmetros e do coeficiente de correlação.

Concentração de Atapulgita (%)	M. de Newton $\tau = \mu\dot{\gamma}$	R ²	M. de Bingham $\tau = \mu_p + \tau_L$		R ²	M. de Ostwald de Walle $\tau = K(\dot{\gamma})^n$		R ²
	Parâmetro		Parâmetros			Parâmetros		
	η		μ_p	τ_L		K	n	
2	0,009842	0,9997	0,009675	0,1124	1,0000	0,01217	0,9678	1,0000
4	0,012650	0,9985	0,012370	0,1903	0,9998	0,01603	0,9641	0,9988
6	0,014690	0,9984	0,014240	0,2733	0,9999	0,01988	0,9540	0,9999
8	0,016530	0,9984	0,01582	0,4815	1,0000	0,02792	0,9204	1,0000

Fonte: Autor.

Analogamente à análise que já foi realizada para GX, dos parâmetros apresentados na Tabela 8, infere-se pelo índice de comportamento (n), todos os fluidos apresentaram comportamento pseudoplástico ($0 < n < 1$) e, além disso, para Atapulgita, sempre que aumenta a sua concentração diminui o índice de comportamento. Infere-se também, das viscosidades, que com o aumento da concentração de Atapulgita, aumenta-se a viscosidade plástica.

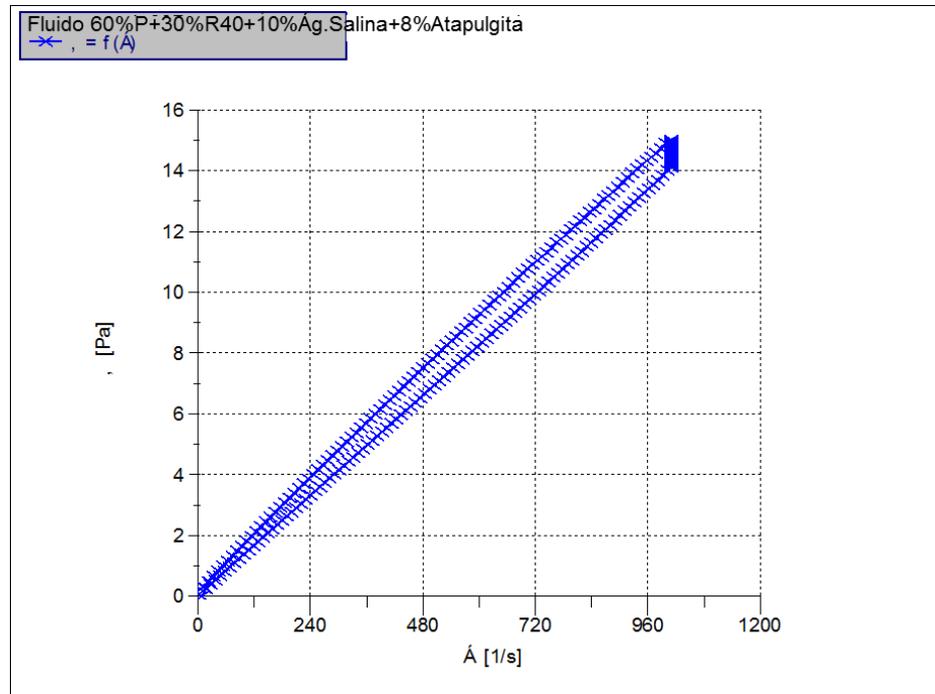
A partir do coeficiente de correlação, percebe-se que todos os modelos se ajustaram.

Portanto, comparando a Atapulgita e a Goma Xantana, percebe-se que ambas apresentaram fluidos mais próximos do modelo de Bingham, como também, que em altas concentrações, ambos os fluidos adquirem comportamento pseudoplástico.

A fim de realizar uma comparação com a Figura 22, que mostra a curva de fluxo de histerese tixotrópica em relação à taxa de cisalhamento para a Goma Xantana, foi utilizada a Figura 25, para 8% de Atapulgita, visto que, como no caso da Goma Xantana, apresentou a maior diferença entre as rampas de ida e de volta.

As Figuras que mostram o comportamento tixotrópico do fluido para as demais concentrações estão no ANEXO D.

Figura 25 - Curva de fluxo de histerese em relação à taxa de cisalhamento para o ponto P. Utilizando a concentração de 8% Atapulgita.



Fonte: Autor.

Comparando os gráficos de Goma Xantana (Figura 22) e Atapulgita (Figura 25), percebe-se que, o fluido com Atapulgita apresentam maior grau de tixotropia. Isso deve-se ao fato da Atapulgita ser uma argila mais adequada ao fluido salino, pois não tem suas propriedades reológicas alteradas pela presença de sal.

Os valores de magnitude tixotrópica para a Atapulgita estão fornecidos na Tabela 9.

Tabela 9 - Valores de magnitude tixotrópica.

Concentração de Atapulgita em %	Tixotropia (Pa/s)
2	212,2
4	415,8
6	740,4
8	785,9

Fonte: Autor.

Analisando a Tabela 9, percebe-se que a magnitude tixotrópica do fluido aumenta conforme aumenta a concentração de Atapulgita. Além disso, comparando a magnitude tixotrópica, para as mesmas concentrações, dos fluidos com Goma Xantana e Atapulgita, nas Tabelas 7 e 9, respectivamente, fica evidente, que, com a utilização da Atapulgita, o fluido apresenta maior grau tixotrópico.

5. CONCLUSÕES

As regiões de microemulsão (WIV) obtidas, utilizando água destilada, foram maiores com a utilização do tensoativo Ultranex 40 se comparado ao Ultranex 80. Analisando o efeito da salinidade no sistema foi possível a obtenção de região de microemulsão com a concentração de NaCl de 35000 ppm, permitindo elaborar um fluido base óleo com características mais próximas a realidade do campo.

Através da aplicação do modelo de Ostwald de Waale foi possível perceber que os fluidos preparados com Goma Xantana se comportaram como dilatante em baixas concentrações e pseudoplásticos em altas concentrações. Já os fluidos preparados com Atapulgita se comportaram como fluidos pseudoplásticos.

Com relação à tixotropia, a utilização da Goma Xantana proporcionou menor grau de tixotropia se comparada a Atapulgita, além de demonstrar que quanto maior a concentração de viscosificante maior a magnitude tixotrópica.

Os fluidos preparados com Atapulgita apresentaram melhores resultados para as propriedades relevantes para os fluidos de perfuração. Isso pode ser explicado pelo fato da Atapulgita não ter suas propriedades reológicas alteradas pela presença do sal, diferentemente da Goma Xantana.

REFERÊNCIAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Glossary of drilling fluid and associated terms**, 2º edição, Bulletin D 11, 1979.

AMOCO PRODUCTION COMPANY. **Drilling Fluids Manual**. Disponível em: <www.4shared.com>. Acesso em: 14 de junho de 2013.

AMORIM, L.V. **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos de Fluidos Argilosos para uso na Perfuração de Poços de Petróleo**. 2006. 290p. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2003.

AMORIM, Luciana Viana.; FARIAS, Kássie Vieira.; VIANA, Josiane Dantas.; BARBOSA, Maria Ingrid Rocha.; PEREIRA, Eugênio; FRANÇA, Kleper Borges.; LIRA, Hélio de Lucena.; FERREIRA, Héber Carlos. **Fluidos de Perfuração à base água. Parte I: Efeito de Aditivismos Poliméricos nas Propriedades Reológicas**. Revista Cerâmica. São Paulo: v. 51, n. 318, p. 128-138, 2005.

AMORIM, L.V.; GOMES, C.M.; SILVA, F.L.H.; FERREIRA, H.C. **Comportamento reológico de dispersões de argilas bentoníticas: efeitos do tipo de ferramenta, velocidade e tempo de agitação**. Revista Cerâmica. São Paulo, 2002.

ANNIS, R. M., SMITH V. M. **Drilling Fluids Technology**, Revised Edition Exxon Company U.S.A., 1996.

BAROIDE LIMITED. **Baroid mud technology handbook**. Houston, USA, 1985.

BURKE, C.J.; VEIL, J.A. **Synthetic-based drilling fluids have any**. [s.n], 1995.

BURNHAM, J.W.; HARRIS, L.E.; McDANIEL, B.W. **Developments in hydrocarbon fluids for high-temperature fracturing**. Journal Petroleum Technology, 217-220, 1980.

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

CHILINGAR G. V.; CHILINGARIAN G. V.; VORABUTR, P. **Drilling and drilling fluids**. New York: Elsevier Science Ltd. 1983

DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.

DeLUNZLO, M. J. **Tensoativos e suas aplicações básicas**. Aerosol & Cosméticos, 14-22, 1990.

DIAZ, E. **Reologia aplicada a revestimentos de papel**. Curso de especialização em papel e celulose, 2002.

Referências

- DULLAERT, K.; MEWIS, J. **A model system for thixotropy studies**. *Rheologica Acta*, v.45, 23–32, 2006.
- FARIAS, K. V. **Influencia de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal da Paraíba. Campina Grande – Paraíba, 2005.
- FOX, ROBERT W. ; MCDONALD, ALAN T. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**, 6. ed., LTC, 2005.
- HUNTER, R. J. **Introduction to Modern Colloid Science**. Oxford University Press, New York. 1992.
- LUMMUS, J. L. **Acquisition and Analysis of Data for Optimized Drilling**. *Journal of Petroleum Technology*, Novembro 1971.
- LUMMUS, J.L.; AZAR, J.J. **Drilling fluids optimization a practical field approach**. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma, 1986.
- MACHADO, J.C.V., **Reologia de Fluidos: Aplicação na Engenharia de Petróleo**, Divisão de Ensino, Salvador, BA, 1983.
- MACHADO, J.C.V., **Reologia e escoamento de fluidos**, Rio de Janeiro: Interciência, 2002.
- MEDEIROS, R. C. A.; AMORIM, L. V.; SANTANA, L. N. L. **Avaliação de aditivos lubrificantes em fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo**. Artigo científico. Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Materiais, Paraíba 2008.
- MELO, K.C., **Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água**, 2008. 100f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 2008
- MEWIS, J.; WAGNER, N.J. Thixotropy. *Adv. Colloid Interface Science*, v.147–148, 214–227, 2009.
- OLIVEIRA, A. G., SCARPA, M. V., CORREA, M. A., CERA, L. F. R., FORMARIZ, T. P. **Microemulsões: estrutura e aplicações como sistema de liberação de fármacos**. *Química Nova*, v. 27, p. 131-138, 2004.
- PEREIRA, E., **O uso de inibidores de Argilas como soluções de Problemas em Sondagens**. Disponível em: www.systemmud.com.br. Acesso em: 15 de junho, 2013.
- ROBB, I.D. **Microemulsions**. New York: Plenum Press, 1981.
- ROCHA, L. L. V. **Modelagem do reinício do escoamento de um fluido de perfuração tixotrópico**. Dissertação de Mestrado, 2010.

Referências

- ROSSI, C. G. F. T.; DANTAS, T. N. C.; DANTAS NETO, A. A.; MACIEL, M. A. M., **Microemulsões: uma abordagem básica e perspectivas para aplicabilidade industrial**. Universidade Rural, Rio Janeiro, v. 26, n.1-2, p. 45-66, 2007.
- SANTANNA, V. C., **Obtenção e estudo das propriedades de um novo fluido de fraturamento hidráulico biocompatível**. 2003. p25. Tese (Doutorado em Engenharia)
- SANTOS, F. K. G.; ALVES, J. V. A.; DANTAS, T. N. C.; DANTAS NETO, A. A.; DUTRA JÚNIOR, T. V.; BARROS NETO, E. L. **Determinação da Concentração Micelar Crítica de Tensoativos obtidos a partir de óleos vegetais para uso na recuperação avançada de petróleo**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS NATURAL, 4, 2007. Campinas. ArtigoTécnico. Campinas: 2007. v.4, 9p.
- SERRA, A. C. S. **A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos**. Dissertação de Mestrado – Engenharia Civil. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003.
- SILVA, C. T., **Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais**. 2003. p2. Monografia apresentada ao Programa de Recursos Humanos ANP – 14. Centro de Tecnologia. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2003.
- SILVA, G. C. **Sistema microemulsionado: Caracterização e aplicação na indústria do petróleo**. 2011. p25. Tese (Doutorado em Química). Curso de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011.
- SILVA, P. K. L., **Remoção de óleo da água de produção por flotação em coluna utilizando tensoativos de origem vegetal**. 2008. p37. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Curso de pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.
- SILVA, P. L., **Estudo de sistemas microemulsionados, a base de óleo vegetal, para aplicação como fluido de perfuração de poços de petróleo**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 1013.
- SWARUP, S.; SCHOFF, C. K. **Survey of surfactants in coatings technology**. Progress in Organic Coatings, 23, p. 1- 22. 1993.
- SCHULMAN, J.H.; STOECKENIUS, W.; PRINCE, L.M. **Mechanism of formation and structure of micro emulsions by electron microscopy**.The Journal of Physical Chemistry, v.63, n.10, p.1677-1680, 1959.
- SCHRAMM, G. **A practical Approach to Rheology and Reometry**. 2ª Ed. Gbreeder HAAKE GmbH, Karlsruhe, Federal Replubic of Germany, 1988
- SCHRAMM, L. L. **Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry**. Cambridge University Press, Reino Unido. 2000.
- SHULUMAN, J. H.; ROBERTS, T. S., Trans Faraday Soc., N° 42B, p165, 1976. In: ROBB, I. D. **Microemulsions**. New York: Plenum, 1° ed., Press, 1982.

Referências

THOMAS, J.E., organizador. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, PETROBRAS, 2001.

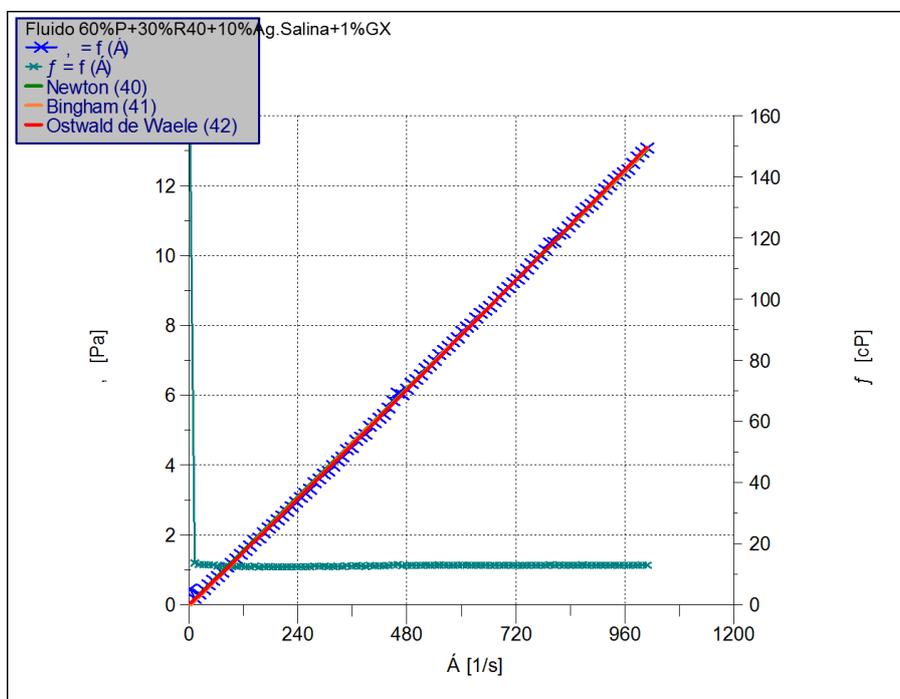
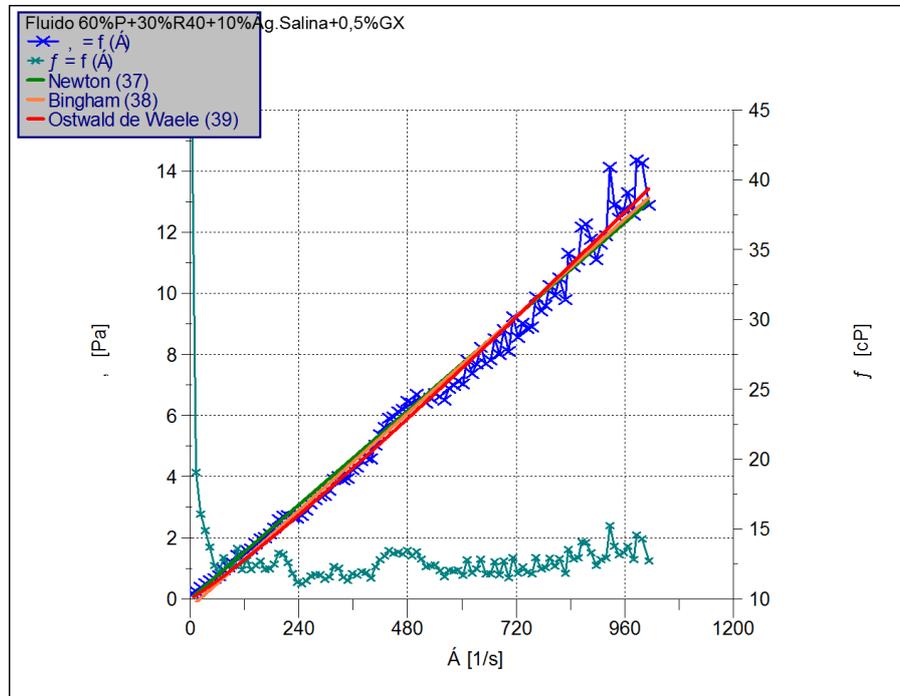
VITAL, G. S., **Seleção de tensoativos e influência de um estabilizante para a otimização de formulações de fluidos de perfuração à base de óleo vegetal**, 2005, 50p. Monografia (Graduação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

WINSOR, P. A., **Hidrotody, solubilization, and related emulsification processes**. J. Chem. Trans. Faraday. **Soc**, v44, n. 1, p. 376-398, 1938.

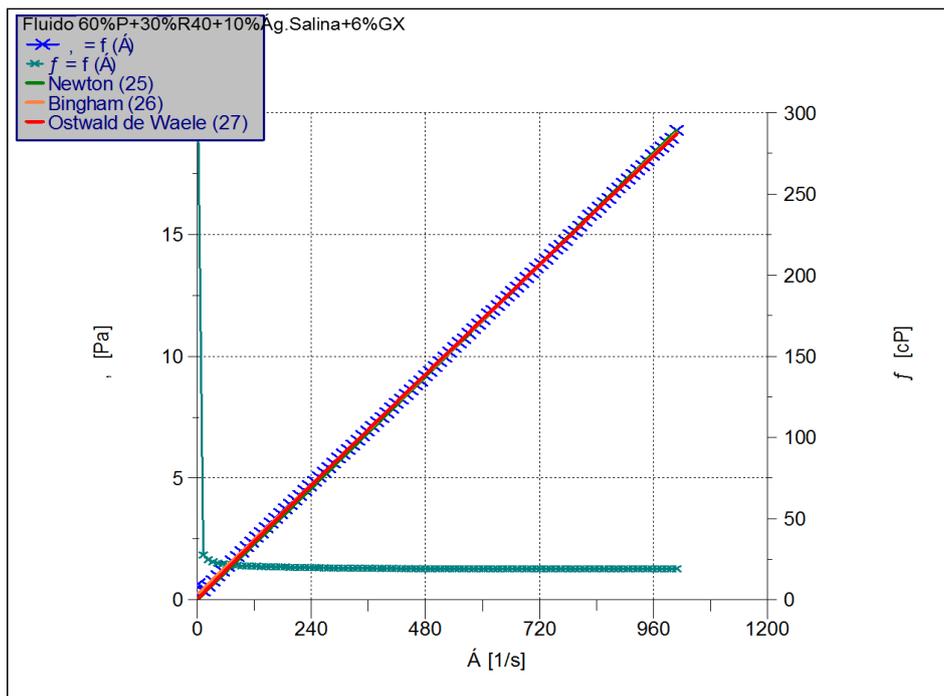
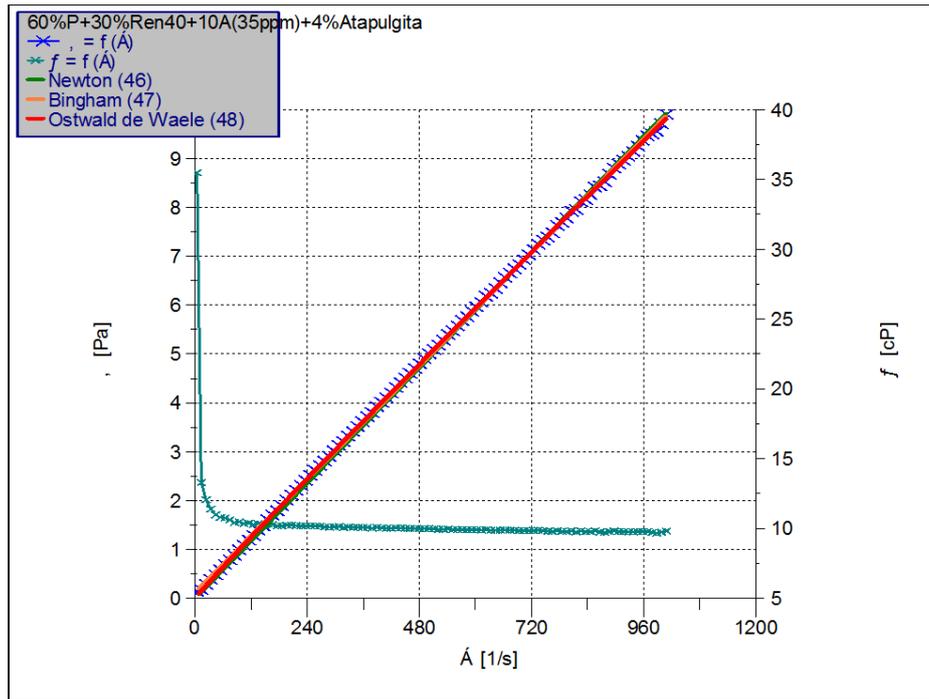
www.slb.com, acesso em 12 de junho de 2013.

Anexos

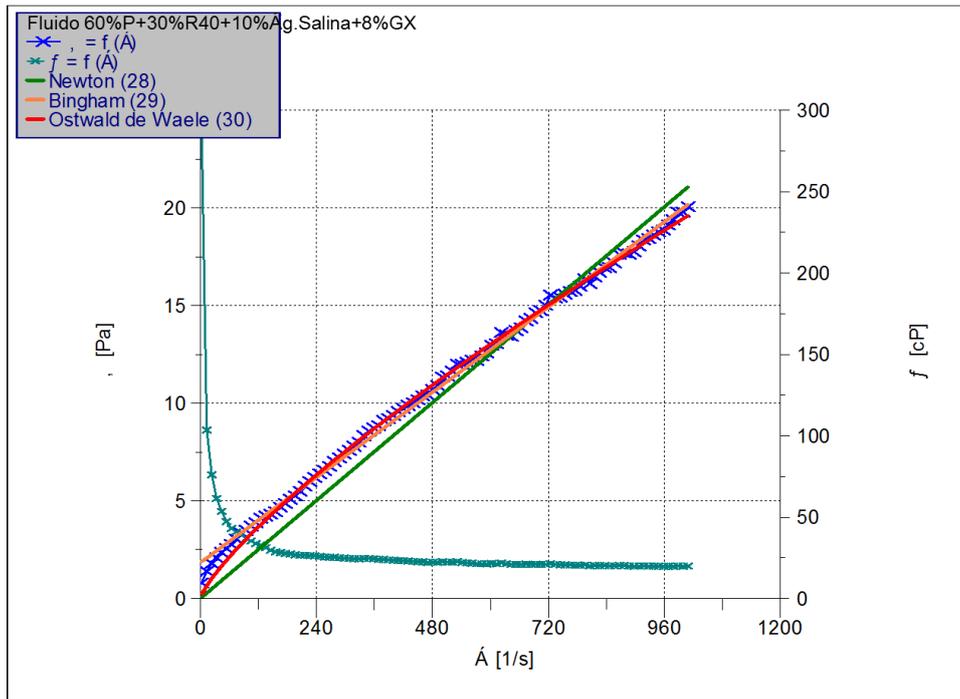
ANEXO A - Curvas de fluxo, viscosidade e aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para o fluidos preparados, respectivamente, com as concentrações de 0,5%, 1%, 2%, 4%, 6% e 8% de GX.



Anexos

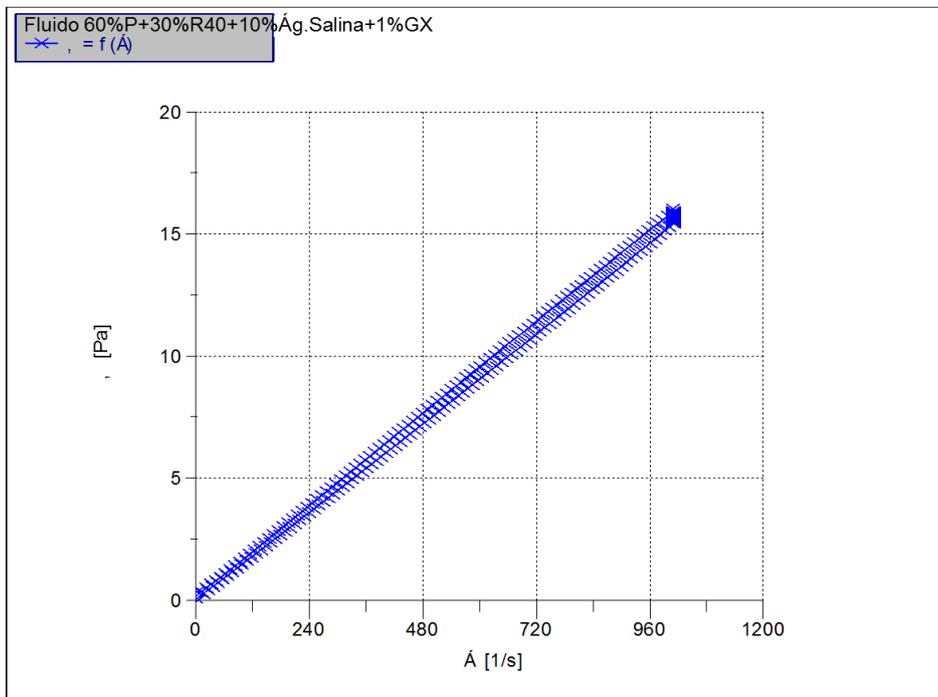
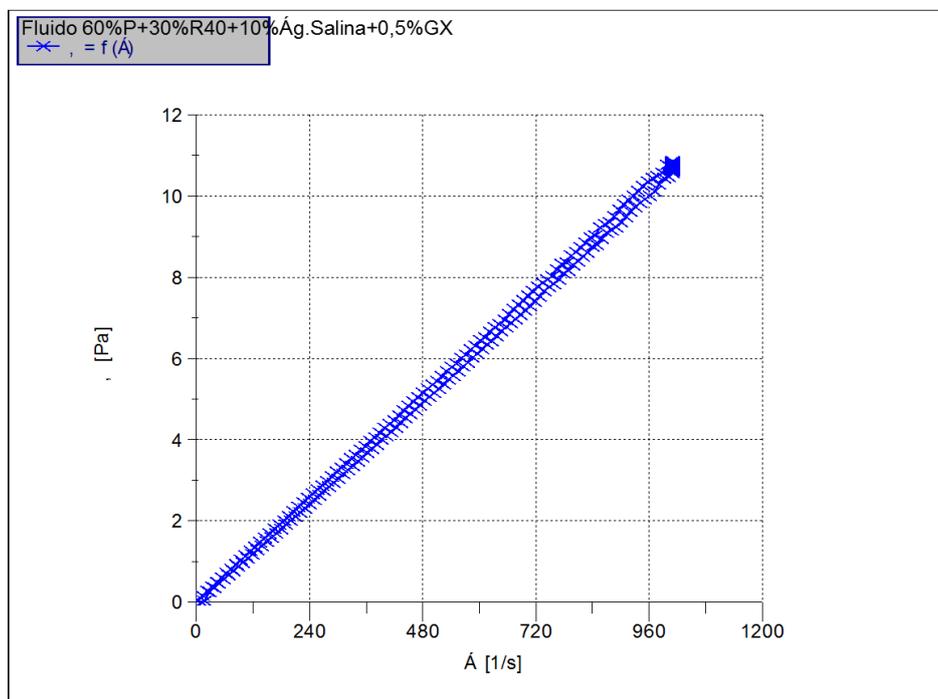


Anexos

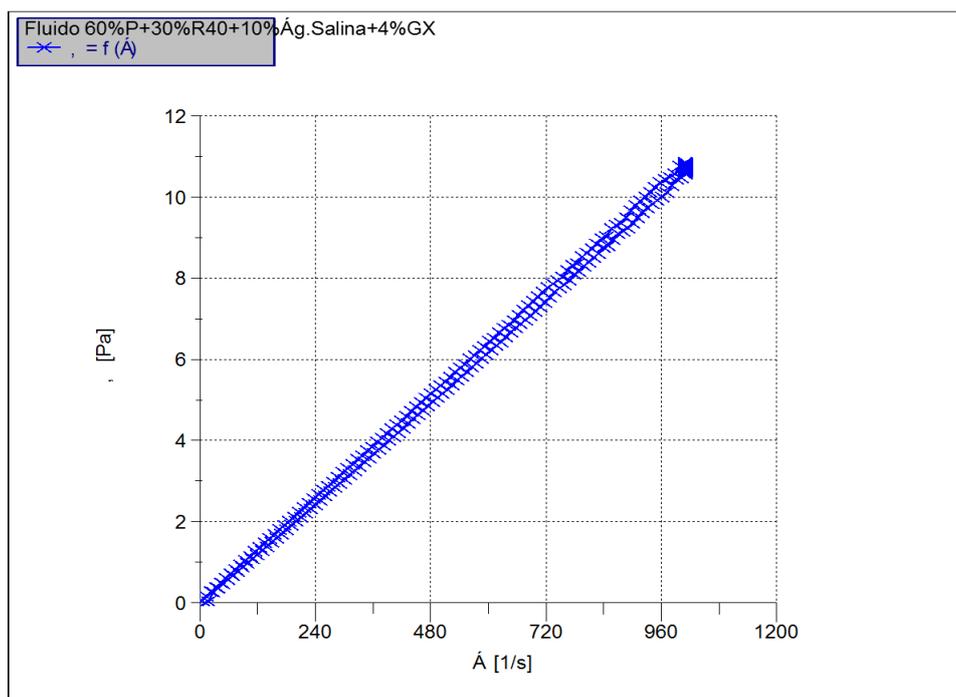
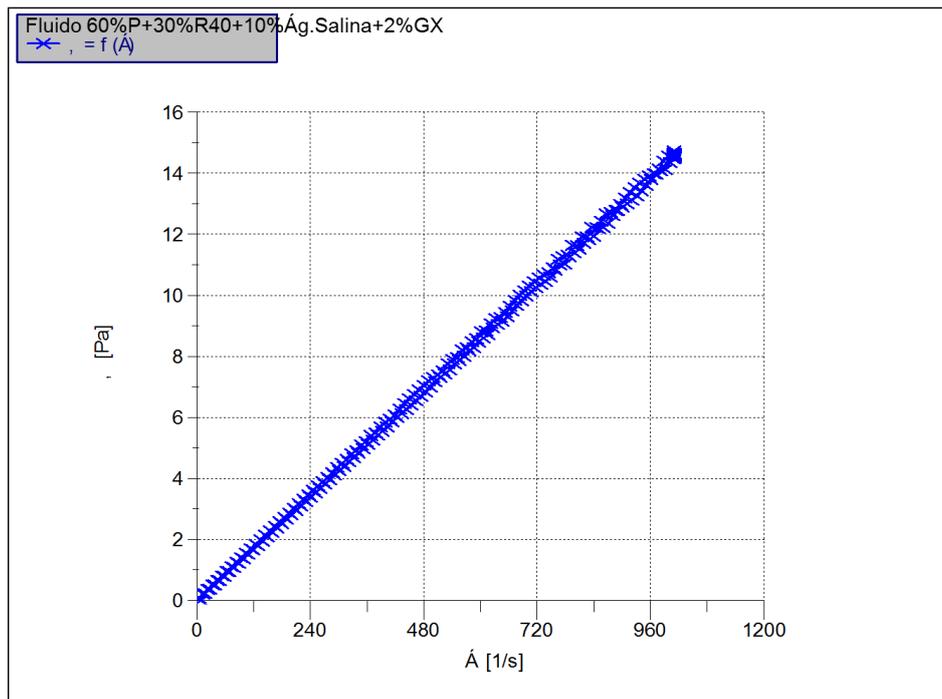


Anexos

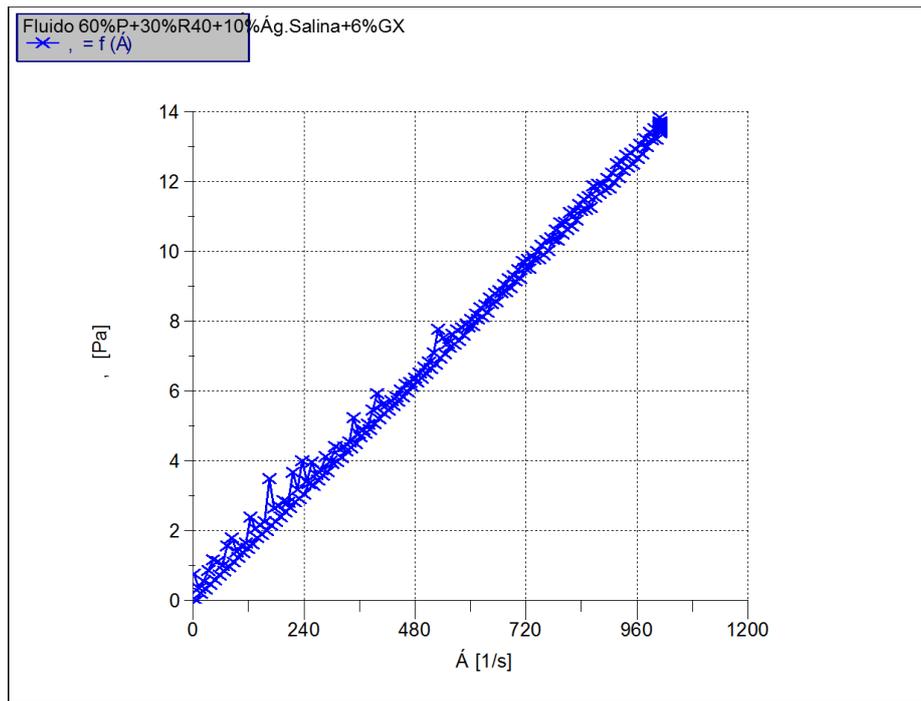
ANEXO B – Curvas de histerese para os fluidos preparados, respectivamente, com 0,5%, 1%, 2%, 4%, 6% e 8% de GX.



Anexos

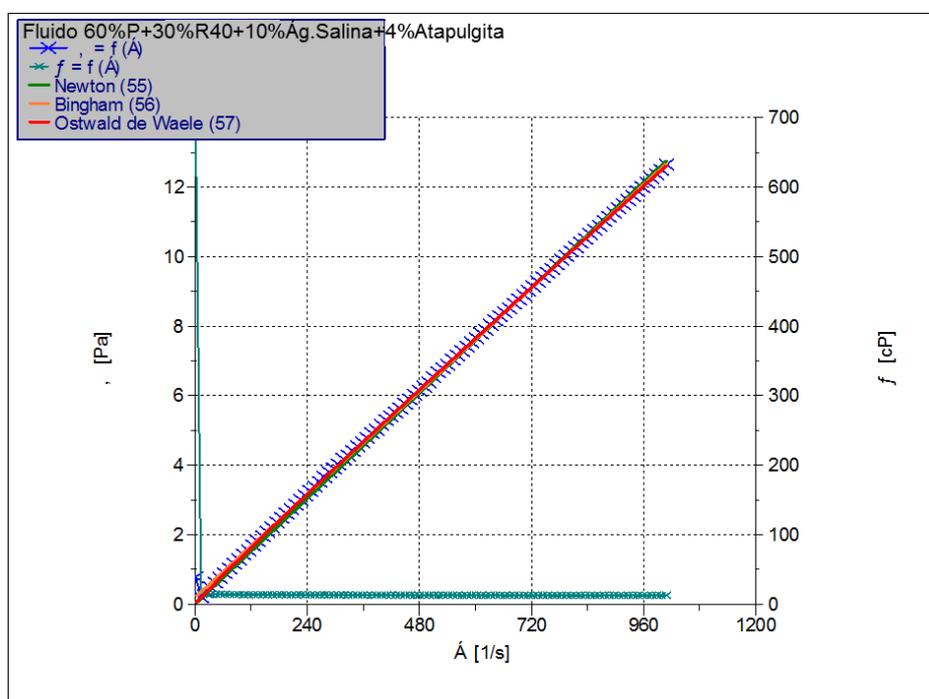
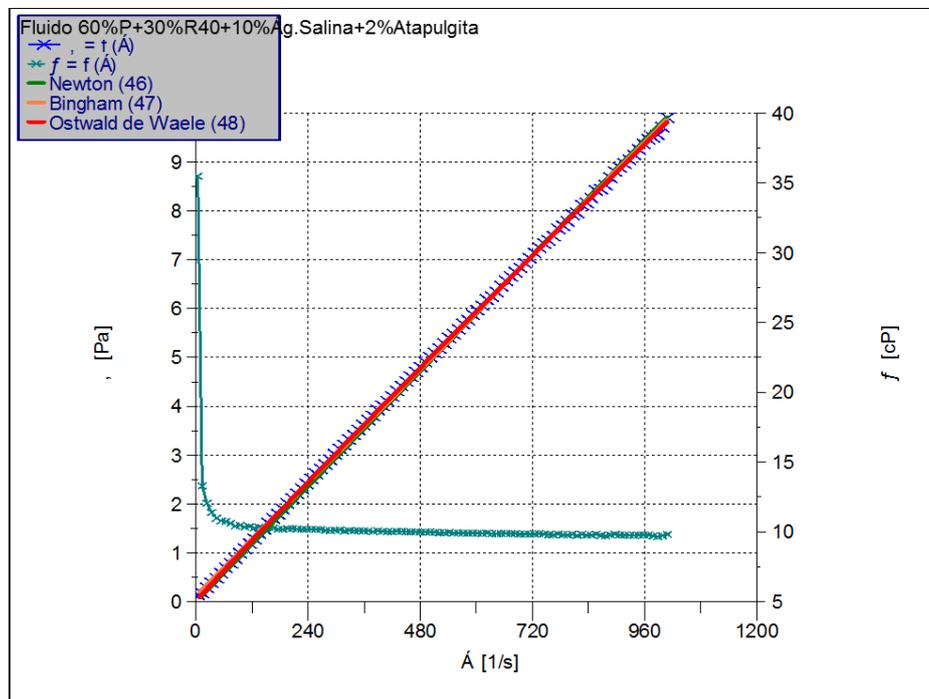


Anexos



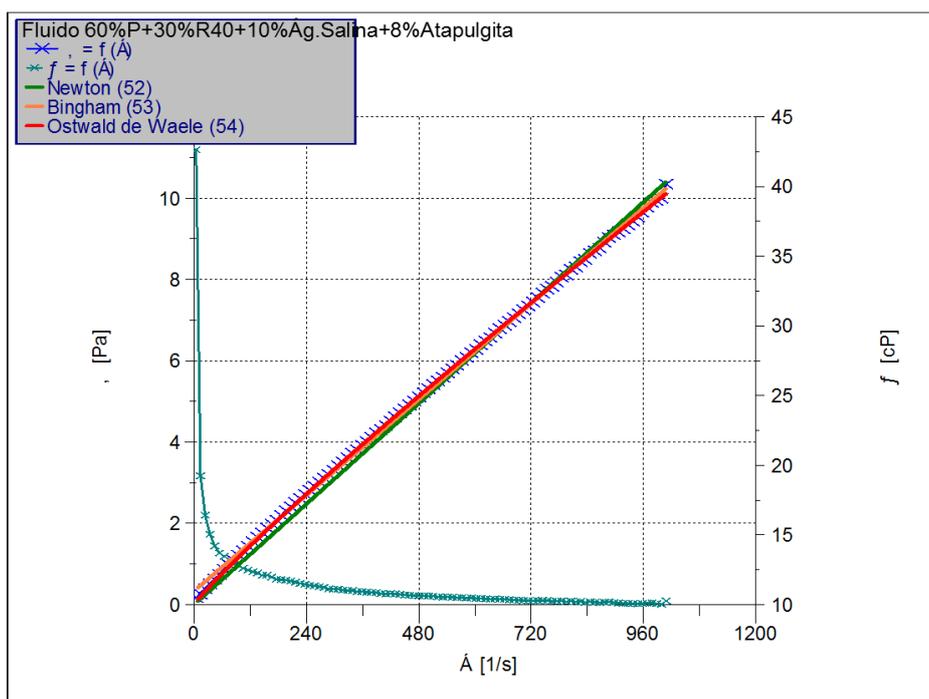
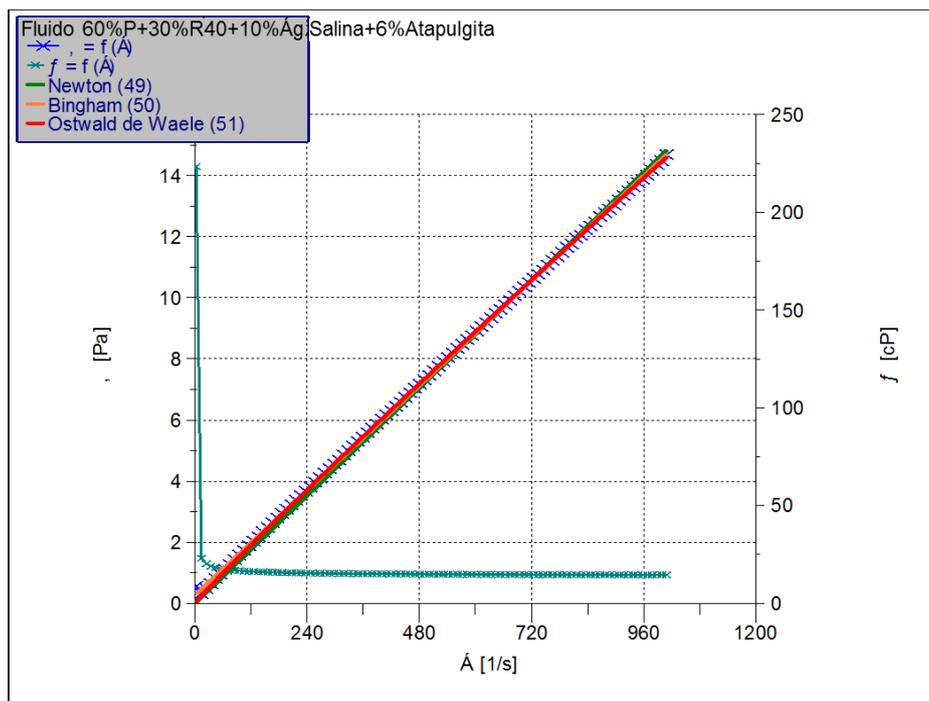
Anexos

ANEXO C - Curvas de fluxo, viscosidade e aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para o fluidos preparados, respectivamente, com as concentrações de 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita.



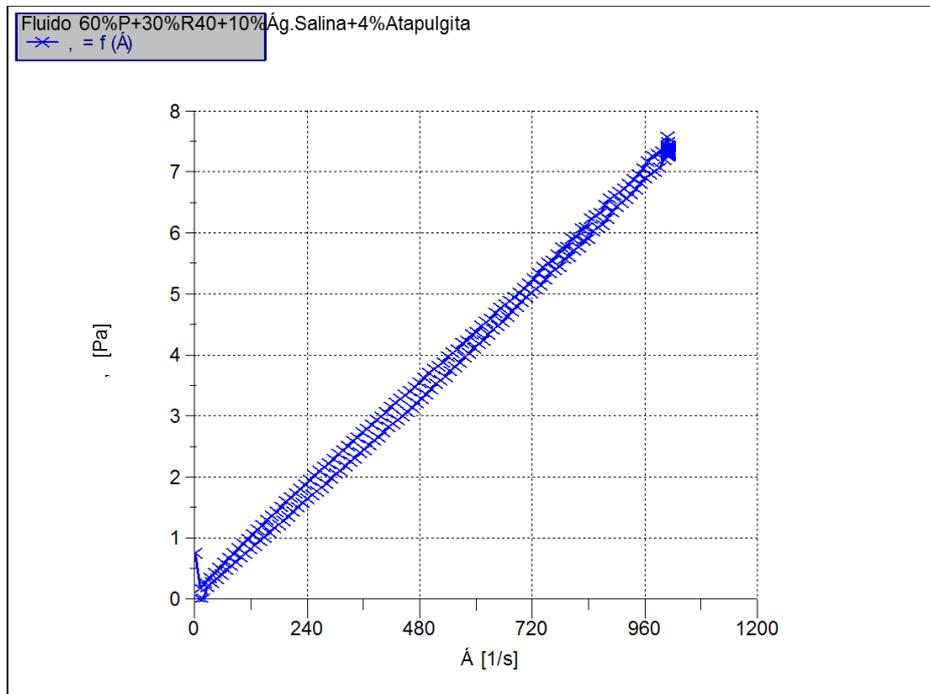
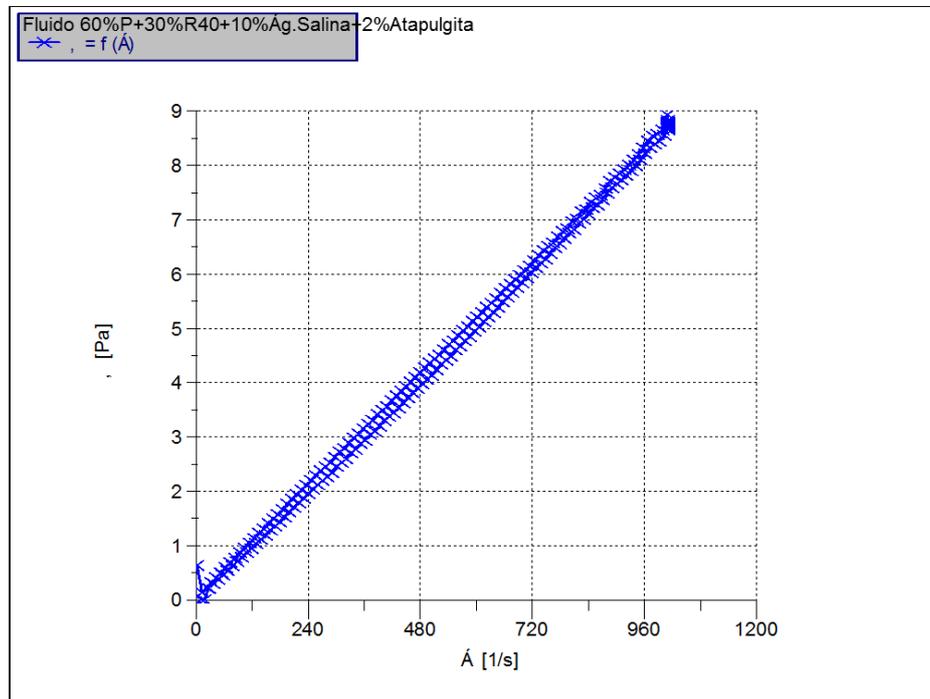
Fernando José Vieira da Cunha Filho

Anexos



Anexos

ANEXO D – Curvas de histerese para os fluidos preparados, respectivamente, com 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita.



Anexos

