

Monografia de Graduação

Obtenção de Microemulsão, Utilizando Álcool Laurílico Etoxilado, Empregada na Composição de um Fluido de Perfuração Base Óleo: Avaliação das Propriedades Reológicas

Luciana Avelino Ratkievicius

Natal, agosto de 2013

RATKIEVICIUS, Luciana Avelino - Obtenção de microemulsão, utilizando álcool laurílico etoxilado, empregada na composição 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: Na perfuração de poços de petróleo utiliza-se um fluido denominado de fluido de perfuração. Em virtude da importância desse fluido na operação de perfuração de poços de petróleo, busca-se desenvolver fluidos de perfuração com propriedades melhoradas. Devido à maior estabilidade dos sistemas microemulsionados frente aos emulsionados, vêm sendo realizados estudos para desenvolver fluidos de perfuração à base de microemulsão que, por serem mais estáveis, seriam capazes de manter os cascalhos em suspensão por mais tempo. Para esse estudo, foram determinadas as regiões de microemulsão a partir de diagramas de fases ternários. Um ponto de microemulsão escolhido foi caracterizado reologicamente para verificar a aplicabilidade como fluido de perfuração. Foram utilizados como constituintes para o fluido de perfuração: fase aquosa (água ou solução salina), n-parafina, tensoativo não-iônico (Unitol 20, Unitol 30 e Unitol 80), viscosificante (goma xantana e atapulgita) e adensante (baritina). A análise reológica (à temperatura ambiente) foi realizada variando-se a concentração e o tipo de viscosificante, determinando-se os parâmetros reológicos viscosidade plástica, limite de escoamento e grau de tixotropia. Dos resultados obtidos, verificou-se a maior eficiência da atapulgita como viscosificante, quando comparada à goma xantana, bem como a grande influência na reologia quando se varia a concentração dos viscosificantes no fluido.

Palavras-chave: *fluido de perfuração, microemulsão, tensoativo, viscosificante*

ABSTRACT

In the drilling of oil wells uses a fluid known as drilling fluid. Given the importance of this fluid in the drilling operation of oil wells, we seek to develop drilling fluids with improved properties. Due to the greater stability of the microemulsion systems compared to the emulsified studies have been conducted to develop microemulsion drilling fluids which, although more stable, they would be able to keep the cuttings in suspension for longer. For this study, were obtained from regions of microemulsion from ternary phase diagrams. A microemulsion point chosen was rheologically characterized to verify applicability as a drilling fluid. Were used as constituents for drilling fluid: aqueous phase (water or saline), n-paraffin, non-ionic surfactant (Unitol 20, Unitol 30 and Unitol 80), viscosity agent (xanthan gum and attapulgate) and weighting agent (barite). The rheological analysis (at 25°C temperature) was performed by varying the concentration and type of viscosity agent, determining the rheological plastic viscosity, yield strength, and degree of thixotropy. From the results, it was found to increase the efficiency of attapulgate as viscosity, when compared to xanthan gum, as well as a great influence on the rheology when viscosificantes varies the concentration of the fluid.

Keywords: drilling fluid, microemulsion, surfactant, viscosity agent

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus pela vida e por tudo que conquistei até hoje.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) que contribuíram brilhantemente com a minha aprendizagem.

À Prof^a Dra. Vanessa Cristina Santanna e ao Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto, pelo incentivo, apoio e orientação, a quem dedico minha profunda admiração e respeito.

Ao Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto e à Prof^a Dra. Tereza Neuma de Castro Dantas pela utilização dos seus laboratórios (Laboratório de Tecnologia em Tensoativos – LTT e Núcleo de Pesquisa em Petróleo e Gás - NUPEG) para a realização dos ensaios experimentais.

À doutoranda Klismeryane Costa de Melo pelos ensinamentos, apoio e amizade, por quem tenho um enorme carinho.

Aos companheiros Fernando José Vieira da Cunha Filho e Pollyana da Silva Lima pelo apoio e ótimo trabalho em equipe, a quem admiro e quero muito bem!

Aos meus colegas de turma que através de momentos únicos tornaram essa conquista ainda mais valiosa.

Aos meus familiares e a todos aqueles que acreditaram na realização deste trabalho e deram-me forças e estímulo para dar prosseguimento a esta pesquisa e obter sucesso.

Ao PRH ANP-14 e Petrobras, pela confiança e oportunidade dedicadas, que viabilizaram a elaboração deste trabalho através da bolsa de iniciação científica concedida.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluido de Perfuração.....	12
Figura 2 - Representação esquemática do fluxo de um elemento fluido sob uma tensão cisalhante.	21
Figura 3 - Curvas de fluxo dos modelos matemáticos.	23
Figura 4 - Curvas de fluxo (A) e de viscosidade (B), ascendentes (I) e descendentes (II), em relação à taxa de cisalhamento ou histerese.	24
Figura 5 - Esquema de tixotropia.	25
Figura 6 - Representação esquemática de um tensoativo.	27
Figura 7 - Representação esquemática dos tipos de tensoativos.	28
Figura 8 - Representação de micelas direta e inversa.....	29
Figura 9 - Diagrama ternário (2D) mostrando a região de microemulsão em um sistema de três constituintes.	30
Figura 10 - Diagrama quaternário (3D) mostrando a região de microemulsão em um sistema de quatro constituintes.	31
Figura 11 - Diagrama pseudoternário (2D) com razão cotensoativo/tensoativo constante.	31
Figura 12 - Sistemas de Winsor.....	32
Figura 13 - Reômetro Haake Mars.	33
Figura 14 - Estrutura química do Unitol 30.	34
Figura 15 - Mistura de n-Parafina + tensoativo Unitol 30 (sistema incolor).	35
Figura 16 – Titulação, com a fase aquosa, do sistema contendo n-Parafina + Unitol 30.	35
Figura 17 - Mistura de n-Parafina + Unitol 30 + fase aquosa (sistema turvo).	36
Figura 18 - Diagramas ternários obtidos utilizando-se água, n-Parafina e (A) Unitol 20 (B) Unitol 30 (C) Unitol 80.	39
Figura 19 - Diagramas ternários obtidos utilizando-se n-Parafina, Unitol 30 e solução salina com concentração de NaCl.....	41
Figura 20 - Curvas de fluxo em função da taxa de cisalhamento e da concentração de GX nos fluidos.	44
Figura 21 - Curvas de viscosidade em função da taxa de cisalhamento e da concentração de GX nos fluidos.....	44
Figura 22 - Curva de histerese para o fluido de composição 60% n-Parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm) + Baritina + 8% de GX.	46

Figura 23 - Curvas de fluxo para as concentrações de 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita no fluido de composição 60% n-parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm).	48
Figura 24 - Curvas de viscosidade para as concentrações de 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita no fluido de composição 60% n-parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm).	49
Figura 25 - Curva de histerese para o fluido de composição 60% n-Parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm) + Baritina + 8% de Atapulgita.	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores dos coeficientes de correlação e parâmetros dos modelos de Newton, Ostwald Waale e Bingham para os fluidos preparados com GX.	45
Tabela 2 - Grau de Tixotropia para os fluidos de composição 60% n-parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm) + Baritina + GX em diferentes concentrações.	47
Tabela 3 - Valores dos coeficientes de correlação e parâmetros dos modelos de Newton, Ostwald Waale e Bingham para os fluidos preparados com Atapulgita.	50
Tabela 4 - Grau de Tixotropia para os fluidos de composição 60% n-parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm) + Atapulgita em diferentes concentrações.	51
Tabela 5 - Valores dos parâmetros viscosidade plástica (em cP) e limite de escoamento (em lbf/100ft ²) do modelo de Bingham para os fluidos preparados com GX.	52
Tabela 6 - Valores dos parâmetros viscosidade plástica (em cP) e limite de escoamento (em lbf/100ft ²) do modelo de Bingham para os fluidos preparados com Atapulgita.	52

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	12
2.1.	FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	12
2.1.1.	Funções	12
2.1.2.	Classificação	13
2.1.2.1.	<i>Fluidos Base Água</i>	14
2.1.2.2.	<i>Fluidos Base Óleo ou Emulsão</i>	15
2.1.3.	Propriedades	16
2.1.3.1.	<i>Propriedades físicas</i>	16
2.1.3.2.	<i>Propriedades químicas</i>	19
2.1.4.	Aditivos	19
2.1.5.	Reologia	20
2.1.5.1.	<i>Modelo de Bingham ou Plástico Ideal</i>	22
2.1.5.2.	<i>Modelo de Potência ou Ostwald de Waale</i>	22
2.1.5.3.	<i>Modelo de Herschel-Bulkley ou de Potência modificado</i>	23
2.1.5.4.	<i>Fluidos Tixotrópicos e Reopéticos</i>	24
2.2.	MICROEMULSÕES	26
2.2.1.	Tensoativos	26
2.2.2.	Representação de Diagramas de Fases de Microemulsões	29
2.2.2.1.	<i>Sistemas ternários</i>	30
2.2.2.2.	<i>Sistemas quaternários</i>	30
2.2.2.3.	<i>Sistemas pseudoternários</i>	31
3.	METODOLOGIA	33
3.1.	EQUIPAMENTOS UTILIZADOS	33
3.2.	REAGENTES UTILIZADOS	34
3.3.	OBTENÇÃO DOS DIAGRAMAS DE FASES E ESCOLHA DOS PONTOS DE MICROEMULSÃO	34
3.4.	PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	37
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	39
4.1.	DIAGRAMAS TERNÁRIOS PARA OS SISTEMAS COM UNITOL 20, UNITOL 30 E UNITOL 80	39
4.2.	DIAGRAMAS TERNÁRIOS PARA O SISTEMA COM SOLUÇÃO SALINA	41
4.3.	ENSAIOS REOLÓGICOS	43
4.3.1.	Efeito da concentração de viscosificante	43
4.3.2.	Efeito do tipo de viscosificante	47

5.	CONCLUSÕES	53
	REFERÊNCIAS	54
	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.	58
	ANEXO B – Curvas de histerese para os fluidos preparados, respectivamente, com 0,5%, 1%, 2%, 4%, 6% e 8% de GX.....	61
	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.....	64
	ANEXO D – Curvas de histerese para os fluidos preparados, respectivamente, com 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita.....	66

1. INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração apresentam aplicabilidade abrangente e indispensável na indústria de petróleo, uma vez que eles desempenham funções importantes na operação de perfuração de poços, tais como: carrear os cascalhos gerados pela ação da broca, resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração e manter a estabilidade do poço. São classificados de acordo com o constituinte principal em fluidos base água, fluidos base óleo ou emulsão, fluidos base gás e, ainda, em fluidos sintéticos. Cada tipo de fluido é utilizado de acordo com as necessidades de cada operação de perfuração e, com o intuito de otimizar sua aplicação, empregam-se os aditivos que irão, a partir da necessidade de cada operação, alterar as suas propriedades, adequando-as.

Os fluidos de perfuração à base de emulsão são utilizados em situações especiais, sobretudo por possuírem as características de resistência a temperaturas elevadas, baixa taxa de corrosão, baixa solubilidade das formações de sal, alta capacidade de inibição em relação às formações argilosas hidratáveis, alto índice lubrificante ou baixo coeficiente de atrito, dentre outras vantagens. Entretanto, a sua utilização é restrita a situações nas quais não seja possível substituí-los por alternativas mais viáveis do ponto de vista econômico e ambiental.

Nestas operações que apresentam necessidades particulares, como, por exemplo, em perfurações com grandes desvios do furo ou quando é necessária a melhoria na estabilidade do furo durante a perfuração ou em situações especiais decorrentes de altas temperaturas e pressões, recomenda-se a utilização de fluidos base emulsão.

Emulsões são constituídas de uma mistura entre duas fases líquidas imiscíveis (óleo e água) e emulsificante adequado, sob agitação. 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). Já os sistemas microemulsionados são um tipo de emulsão que apresenta maior estabilidade frente aos sistemas emulsionados, e por isso serão estudados nesse trabalho.

É fato que a escolha do fluido influencia, consideravelmente, no custo da perfuração, daí advém a importância da análise e do controle das suas propriedades, visando garantir que o fluido esteja adequado ao tipo de formação que se está perfurando. Muito embora o fluido de perfuração não apresente um custo relativamente alto se comparado ao custo total da operação, caso as suas propriedades não satisfizerem as necessidades da perfuração de um determinado poço, a operação torna-se mais longa, além de aumentar a possibilidade da ocorrência de

diversos problemas inerentes à operação de perfuração, sendo basicamente isso a razão do custo da operação tornar-se muito elevado.

A realização de um estudo científico, ou seja, estudo do comportamento de variáveis em função da presença de aditivos pode levar a possibilidade de prever o comportamento do fluido e de se identificar as intervenções necessárias para se modificar a sua formulação, identificando como e de que forma cada aditivo interfere na reologia e na estabilidade do sistema (MELO, 2008).

Em virtude dessa necessidade, este projeto visa desenvolver sistemas microemulsionados, os quais são ainda mais estáveis que as emulsões, para serem utilizados como fluidos de perfuração, sendo necessário também, para isso, um estudo das suas propriedades reológicas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este Capítulo descreve os aspectos teóricos relevantes ao trabalho, abrangendo definições, classificações, propriedades, dentre outros itens, relacionados aos fluidos de perfuração e às microemulsões.

2.1. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Entende-se por fluido de perfuração todo líquido que é injetado no poço, por meio de bombas, para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção - swivel - e que retorna para a superfície pelo espaço anular entre a coluna e a formação rochosa do poço.

Segundo o *American Petroleum Institute* (API) fluido de perfuração é um fluido de circulação usado em perfurações rotativas para desempenhar as funções requeridas durante a operação de perfuração.

De maneira mais detalhada, Thomas *et al.* (2001) define esses fluidos como misturas complexas, que podem ser constituídas por sólidos, líquidos, componentes químicos e, por vezes, até gases. Segundo uma abordagem química, podem se apresentar, ainda, na forma de dispersão coloidal ou emulsão, dependendo da temperatura.

Ainda é possível definir os fluidos de perfuração quanto ao seu comportamento físico, constatando que em um escoamento laminar eles não apresentam proporcionalidade entre a tensão cisalhante aplicada e a sua taxa de deformação, sendo, por isso, conhecidos como fluidos não newtonianos. A Figura 1 apresenta uma amostra do fluido de perfuração utilizado na sonda de Pendências, pertencente ao campo petrolífero do Alto do Rodrigues/RN, no dia 28/06/2010.

Figura 1 - Fluido de Perfuração



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

2.1.1. Funções

Dentre as funções desempenhadas pelos fluidos de perfuração, destacam-se: resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração; manter a estabilidade do poço; remover os cascalhos resultantes da ação da broca; reduzir a corrosão; minimizar o atrito entre a haste de perfuração e as paredes do poço; formar uma camada pouco permeável – o reboco – para evitar o inchamento de argilas hidratáveis ocasionado por filtrações; prevenir o influxo de fluidos (óleo, água ou gás).

É importante considerar vários fatores que podem afetar os fluidos de perfuração durante uma operação, como variações de pressão, temperatura e, até mesmo, interação com a formação rochosa do poço. Sendo assim, de acordo com THOMAS *et. al.* (2001), para que seja possível desempenhar todas essas funções, os fluidos devem atender a alguns requisitos básicos, como apresentar estabilidade química, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, ser capaz de manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso, ser inerte em relação às rochas produtoras, aceitar tratamento químico e físico, ser bombeável, ser pouco corrosivo e abrasivo em relação aos equipamentos do sistema de circulação, facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço, não agredir ao meio ambiente, além de ser viável economicamente.

A maior parte do fluido utilizado em uma operação de perfuração é recirculada em um ciclo contínuo. O fluido de perfuração é succionado dos tanques pelas bombas e injetado no interior da coluna através da cabeça de injeção (Swivel), retornando a superfície, pelo espaço anular, através de orifícios existentes na broca, conhecidos como jatos de broca, chegando às peneiras vibratórias, onde se inicia a fase de tratamento de sólidos (MELO, 2008).

2.1.2. Classificação

Os fluidos de perfuração são tradicionalmente classificados de acordo com o constituinte predominante da fase contínua em: fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de gás. Além destes, há ainda, em processo de estudo, uma quarta classificação que define um grupo de fluidos em sintéticos. Nos fluidos à base de óleo, ou base óleo, a fase líquida contínua é composta por óleo, enquanto que nos fluidos base gás o constituinte da fase contínua é um fluxo de ar ou gás natural injetado nos poços a alta velocidade, adicionando-se, quando necessário, agentes espumantes para a retirada de possíveis influxos de água. Já nos fluidos à base de água, ou base água, a fase contínua é constituída por água e as partículas

sólidas encontram-se em suspensão, podendo ser esta fase subdividida em outros dois grupos – fluidos base água com alto teor de sólidos ou fluidos base água com baixo teor de sólidos.

2.1.2.1. Fluidos Base Água

Os fluidos base água são constituídos, basicamente, de uma fase dispersa e uma fase dispersante, contendo ainda partículas sólidas e diversos sais. Nestes fluidos, a concentração volumétrica da água chega a ser superior a 90%, distribuindo-se os restantes 10% em aditivos especiais que são utilizados baseando-se nas condições da formação geológica onde o poço está sendo perfurado. Estes fluidos, largamente utilizados na indústria do petróleo – segundo Caenn e Chillingar (1996), os fluidos à base de água são utilizados na maioria das operações de perfuração em todo o mundo – são constituídos por três componentes principais, de acordo com Ferraz (1977):

- i) Fase água: fase contínua do fluido na qual, dependendo da localização do poço a ser perfurado e/ou da água disponível, a água pode assumir três classificações: água doce (com menos de 1000 ppm de NaCl equivalente, não necessitando de tratamento prévio para utilização industrial); água dura (constituída por Ca e Mg alterando, em alguns casos, as propriedades químicas dos aditivos utilizados no fluido); e água salgada (que apresenta salinidade superior a 1000 ppm de NaCl equivalente, podendo ser natural ou obtida artificialmente);
- ii) Fase dos sólidos reativos: fase caracterizada pela presença de argilas, argilas comerciais e folhelhos hidratáveis oriundos das formações geológicas que estão sendo perfuradas;
- iii) Fase dos sólidos inertes: constituída principalmente por sólidos como areias e calcários que são adicionados aos fluidos a fim de aumentar a massa específica deste.

Os aditivos químicos utilizados no preparo do fluido de perfuração base água, a natureza desta água, a proporção entre os constituintes básicos e as interações entre eles são fatores condicionantes para definir e classificar estes fluidos. Sendo assim, os fluidos base água ainda podem ser subdivididos em seis sistemas distintos: i) não dispersos – nestes fluidos não se utilizam aditivos para dispersar os sólidos e as partículas de argila, sendo úteis na primeira etapa da perfuração e em poços de pequena profundidade; ii) dispersos – evita, por meio da introdução de defloculantes e redutores de filtrado, que os sólidos gerados com o avanço da perfuração não se incorporem ao fluido original; iii) tratados com cálcio – úteis em formações que apresentem

Luciana Avelino Ratkievicius

altas taxas de desmoronamento e alargamento do poço já que não dispersam as argilas e os folhelhos e, conseqüentemente, não comprometem a formação geológica do poço; iv) poliméricos – adiciona-se ao sistema polímeros de alto peso molecular que desenvolvam, através da floculação dos sólidos perfurados ou da viscosificação da água, a viscosidade do fluido; v) baixo teor de sólidos – caracterizados pela concentração volumétrica de sólidos inferior a 10%, estes fluidos acarretam um aumento significativo na velocidade da perfuração sendo compostos, na maioria dos casos, por água, argilas bentoníticas e polímeros; vi) sistemas de água salgada – subdividem-se em fluidos saturados de sal e fluidos de água salgada, sendo preparados com água doce ou salgada, adicionando-se sais até atingir a salinidade desejada (CLASSIFICATIONS [...], 2000).

Os fluidos base água são largamente utilizados pela indústria petrolífera devido aos seguintes fatores: facilidade em relação ao tratamento de suas propriedades; baixo custo, sendo sua utilização economicamente viável; menor agressão ao meio ambiente, oferecendo menos riscos de poluição; habilidade para detectar a presença de gás na formação; menor influência na taxa de penetração; e não restringem a corrida de perfis geológicos.

2.1.2.2. Fluidos Base Óleo ou Emulsão

Fluidos base óleo, ou fluidos base emulsões, são aqueles nos quais a fase dispersante ou contínua é composta por uma fase óleo referente a uma mistura de hidrocarbonetos. Estes fluidos podem ser distribuídos em dois grupos de acordo com Lummus e Azar (1996): verdadeiros fluidos à base de óleo e emulsões inversas. A presença simultânea da água e do óleo no fluido ocasiona a formação de uma emulsão resultante da agitação e da presença de um emulsificante adequado. Assim, segundo a natureza química do agente emulsificante, determina-se se o óleo está emulsionado na água (emulsão direta – verdadeiros fluidos base óleo) ou se a água está emulsionada no óleo (emulsão inversa), com níveis de até 50% em volume de água.

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, 2002b).

Desta forma, este fluido apresenta extensa aplicabilidade na indústria do petróleo, sendo utilizado nas mais adversas situações, como: em perfurações com grandes desvios do furo (já que possui alto grau de lubricidade e capacidade de interromper a hidratação de argilas); quando é necessária a melhoria na estabilidade do furo durante a perfuração; em situações especiais que apresentem altas temperaturas e pressões; em grandes profundidades; em formações geológicas salinas e/ou hidratáveis; quando há presença de contaminantes como anidrita, sal e CO₂ (devido à resistência a estes compostos).

Apesar da extensa aplicabilidade dos fluidos base óleo, a deposição deste como resíduo no ambiente e o elevado custo para contenção, transporte e eliminação da lama do meio ambiente, limitam sua utilização na indústria à situações especiais, sendo, muitas vezes, substituído por alternativas mais viáveis econômica e ambientalmente, como os fluidos base água.

2.1.3. Propriedades

Conhecer as propriedades físicas e químicas do fluido de perfuração é fator determinante para acompanhar adequadamente o processo de sua aplicação no poço, definindo o tratamento, por meio de testes-piloto, que este fluido deve receber. Além disto, os fluidos de perfuração executam suas atribuições corretamente quando as suas propriedades físicas e químicas estão adequadas para cada tipo de situação. Dentre as propriedades físicas inerentes a este fluido, as comumente medidas nas sondas são: parâmetros reológicos, densidade, forças géis, parâmetros de filtração, teor de sólidos. Já para as propriedades químicas, determinadas nos laboratórios das sondas, destacam-se o pH, a resistividade elétrica e o grau de inchamento das argilas.

2.1.3.1. Propriedades físicas

i) Parâmetros reológicos: Entende-se por reologia 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 (MACHADO, 2002b). 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).

ii) Densidade: Fundamental para manter a estabilidade das paredes do poço e a concentração dos fluidos na formação, por meio da pressão hidrostática, a densidade (definida fisicamente pela massa do fluido por unidade de volume – lb/gal) é indispensável para se conhecer o peso do fluido (pressão que o fluido exerce sobre a formação) e a pressão por ele suportada. Segundo Annis e Smith (1996), o influxo de fluido para o poço será evitado se a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluido for adequada, sendo esta característica definida através do controle da densidade do fluido. Para realizar tal controle são feitos os cálculos de pressão necessários utilizando como ponto de referência o peso da coluna de fluido no poço, útil para equilibrar a pressão da formação, na qual se evita que fluidos indesejados penetrem no interior do poço garantindo, assim, a segurança nas operações, evitando a ocorrência, por exemplo, de *kick's e blowouts*.

iii) Forças géis: Nos fluidos de perfuração considerados tixotrópicos – aqueles que se comportam de maneira semi-rígida quando estão em repouso e adquirem estado de fluidez quando estão em movimento – são realizadas medidas que indicam o grau de gelificação deste fluido, resultante da interação elétrica entre as partículas dispersas. Tal indicação é feita por meio de um parâmetro de natureza reológica denominado força gel que determina, através da força gel inicial, a resistência necessária para colocar o fluido em fluxo, e, por meio da força gel final, a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este se encontra em repouso por determinado período. Assim, a diferença entre as forças gel inicial – aquela medida de reologia realizada no campo no momento exato da parada de circulação – e final – referente à medida feita após um tempo da parada de circulação – indica o grau de tixotropia do fluido (VITAL, 2005).

Apesar de não haver um valor ideal especificado na literatura para forças géis, espera-se que a medida do ângulo de deformação da mola seja menor para o gel inicial e um pouco maior para o gel final, pois desta forma a agregação do fluido na medida inicial não tem sido suficiente para formar um fluido rígido, não necessitando de uma grande força para quebrar este gel, e na medida do gel final será originado um gel mais rígido (mais difícil de quebrar) formado pela agregação das partículas que o compõe. Assim, os valores esperados no campo, dados em ângulo, variam entre 7 e 12 (MACHADO, 2002a).

iv) Parâmetros de filtração: O êxito das operações de perfuração e completação de poços de petróleo consiste, dentre outros aspectos, na capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas – chamada reboco – sobre as rochas permeáveis expostas pela broca. Este reboco será formado através do influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação, denominado invasão de filtrado que, ocorrendo em grande quantidade, pode ocasionar transtornos durante a análise do poço, pois é capaz de transportar todos os líquidos do poço para a formação sem que este tenha sido recuperado anteriormente. Desta forma, dentre os problemas ocasionados pelo elevado volume de filtrado, destacam-se: o filtrado pode modificar a permeabilidade do poço, caso reaja quimicamente com a argila dos poros da formação ou com espécies químicas dos fluidos das formações; pode-se perder a circulação no poço, havendo perda total ou parcial do fluido para as formações geológicas; diminui-se o diâmetro do poço devido à formação de rebocos espessos; entre outros.

Assim, o comportamento do fluido quanto à filtração é definido a partir da medição rotineira dos parâmetros de espessura do reboco e de filtrado na formação (VITAL, 2005).

v) Teor de sólidos: Esta propriedade, que deve ser mantida sempre no menor valor possível, deve ser monitorada constantemente já que o seu aumento implica na alteração de outras propriedades do fluido, como força gel e densidade, no desgaste de alguns equipamentos de circulação, na ocorrência de fratura da formação, na prisão da coluna e na redução da taxa de penetração (THOMAS *et al.*, 2001).

Ainda segundo Thomas *et al.* (2001), para tratar o fluido de perfuração utilizam-se métodos corretivos, nos quais são usados equipamentos extratores de sólidos (peneiras, hidrociclones, tanques de decantação, centrifugadores) ou o fluido é diluído, e métodos preventivos, onde a dispersão dos sólidos perfurados é evitada a partir da inibição do fluido química e fisicamente.

2.1.3.2. *Propriedades químicas*

i) pH: O potencial hidrogeniônico (pH) deve ser controlado nos fluidos de perfuração a fim de minimizar problemas de corrosão nos equipamentos e dispersão das formações argilosas. Para isto, recomenda-se que a concentração do pH esteja dentro do intervalo alcalino (7-10).

ii) Resistividade elétrica: Definida experimentalmente, a resistividade elétrica refere-se à relação diretamente proporcional entre a densidade de corrente e o campo elétrico aplicado a um dado material sob temperatura constante. Para os poços de petróleo esta propriedade é indispensável, pois o fluido necessita, durante a operação de perfuração (na qual geólogos detectam a presença de hidrocarbonetos e analisam a formação rochosa), obter características, por meio das ondas eletromagnéticas, relativas à baixa resistência elétrica para que a perfuração não sofra influência nos parâmetros coletados.

iii) Grau de inchamento das argilas: Refere-se a um problema caracterizado pelo inchamento, durante a perfuração do poço, da argila hidratável que, além da água, absorve também outras substâncias polares presentes nos fluidos de perfuração que são, principalmente, à base de água devido à viabilidade econômica e ambiental. De forma a minimizar este problema, são utilizados inibidores de inchamento que impedem a hidratação das argilas e, conseqüentemente, a prisão dos equipamentos.

2.1.4. **Aditivos**

Disponíveis para indústria do petróleo desde 1901, quando foram utilizados pela primeira vez como meio de controle das propriedades dos fluidos de perfuração, os aditivos se tornam necessários quando se deseja perfurar grandes profundidades ou quando as condições para perfuração não são tão simples, exigindo, portanto, um fluido mais tratado com um ou mais aditivos em sua composição. Sabendo que cada tipo de aditivo desempenha determinada função de acordo com o material que o constitui, tem-se, como exemplo destes materiais, as argilas, os polímeros, os sais e os tensoativos. Assim, Lummus e Azar (1986), dão, de acordo com a função de cada um, uma classificação na qual dividem os aditivos em sete grupos: os viscosificantes – podendo ser representados pelos polímeros naturais e sintéticos, pela bentonita

Luciana Avelino Ratkievicius

e pela atalpigita, estes aditivos aumentam a viscosidade do fluido; os agentes densificantes – tendo a barita como principal representante, estes aditivos aumentam a densidade do fluido; os redutores de viscosidade – que reduzem a viscosidade do fluido; os redutores de perda de fluido – que diminuem o volume de filtrado no fluido; os emulsificantes – que estabilizam a emulsão através da dispersão de dois líquidos imiscíveis; e os aditivos especiais – referentes aqueles que desempenharão funções específicas como os controladores de pH, os lubrificantes e os antiespumantes.

Além destas funções, observa-se ainda que os aditivos podem se comportar, de acordo com sua composição, como: bactericida, evitando a degradação pela ação de bactérias de aditivos orgânicos naturais; redutores de cálcio, reduzindo o teor de cálcio na água do mar e anulando os efeitos causados pela anidrita e pelo gesso; floculantes, aumentando a viscosidade e limpeza do poço; lubrificantes, minimizando o coeficiente de atrito do fluido de perfuração, diminuindo o torque e o arraste; materiais contra perda de circulação, evitando a perda de fluido para a formação; inibidores para controle de folhelhos, reduzindo a hidratação dos folhelhos evitando, conseqüentemente, o aumento do diâmetro do poço; agentes de superfície ativa (surfactantes), reduzindo a tensão superficial entre superfícies; e como agente de estabilidade de temperatura, controlando a filtração de fluidos de perfuração, que se submetem a altas temperaturas, através da estabilidade reológica que ocasiona.

2.1.5. Reologia

A Reologia pode ser definida como a ciência que estuda a deformação e o fluxo da matéria, que pode estar no estado líquido, gasoso ou sólido. O conceito de fluido se baseia na capacidade de se deformar continuamente sob a aplicação de uma tensão cisalhante, são os líquidos e gases. Diferentemente, os sólidos não apresentam essa deformação de forma contínua.

O comportamento de fluxo de fluidos é governado por regimes de escoamento, que relacionam pressão e velocidade.

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).

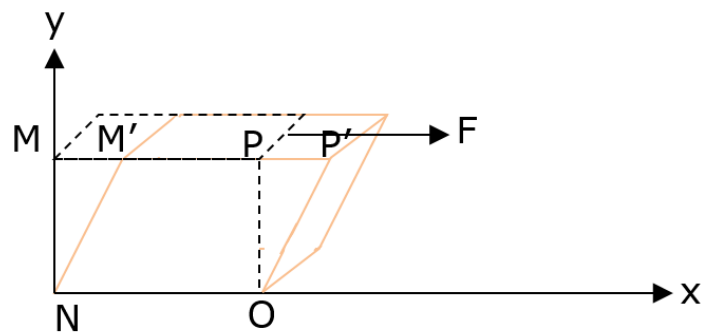
Quando o fluxo é turbulento, a pressão aumenta com o aumento da velocidade muito mais rapidamente do que quando é laminar (DARLEY e GRAY, 1988).

Considerando o comportamento de um elemento fluido entre duas placas paralelas, de forma que a placa superior move-se a uma velocidade constante, sob a influência de uma força constante aplicada, a tensão de cisalhamento aplicada ao elemento fluido é dada por:

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (1)$$

Durante o intervalo de tempo, Δt , o elemento fluido é deformado da posição MNOP para a posição M'NOP' (Figura 2).

Figura 2 - Representação esquemática do fluxo de um elemento fluido sob uma tensão cisalhante.



Fonte: Adaptado Fox; McDonald (2005).

Assim, o elemento fluido quando submetido à tensão de cisalhamento, τ , experimenta uma taxa de deformação ou cisalhamento dada por:

$$\gamma = \frac{du}{dy} \quad (2)$$

Os fluidos que apresentam taxa de deformação proporcional a tensão cisalhante são chamados fluidos newtonianos. Logo, a relação entre a tensão cisalhante, τ , e a taxa de deformação, γ , pode ser escrita da seguinte maneira:

$$\tau = \mu \gamma \quad (3)$$

A viscosidade (μ) é uma medida de resistência ao fluxo do fluido e depende da sua composição.

Os fluidos que não apresentam proporcionalidade entre a tensão de cisalhamento aplicada e a taxa de deformação, como fluidos de perfuração, são ditos não newtonianos. Existem modelos de fluidos capazes de representá-los, dentre os mais conhecidos estão Bingham ou plástico ideal, de Potência ou Ostwald de Waale e Herschel-Bulkley.

2.1.5.1. Modelo de Bingham ou Plástico Ideal

O modelo de Bingham relaciona a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação de acordo com:

$$\tau = \begin{cases} \mu\dot{\gamma} + \tau_0, & \text{se } \tau \geq \tau_0 \\ 0, & \text{se } \tau < \tau_0 \end{cases} \quad (4)$$

Na verdade, esses fluidos se comportam como um sólido até que uma tensão limítrofe seja excedida e, quando isto ocorre, é estabelecida uma relação linear entre tensão e taxa de deformação (FOX e MCDONALD, 2005).

Dispersões argilosas de bentonita em água, utilizadas como fluidos de perfuração, podem ser representadas por esses modelos.

2.1.5.2. Modelo de Potência ou Ostwald de Waale

O modelo de Potência, por sua vez, estabelece a seguinte equação:

$$\tau = k (\dot{\gamma})^n \quad (5)$$

Entretanto, essa equação só é válida para escoamento laminar (BOURGOYNE JUNIOR *et al.*, 1986).

Pode-se perceber que quando $k = \mu$ e $n = 1$, a equação se reduz à lei de Newton para viscosidade, ou seja, o fluido se comporta como fluido newtoniano. O índice de comportamento

de escoamento (n) indica quanto o fluido se afasta do modelo Newtoniano. De fato, quando $n = 1$ o fluido está mais próximo do comportamento Newtoniano, como já foi observado.

Quando $n < 1$ o modelo representa um fluido pseudoplástico, no qual o aumento da tensão de cisalhamento diminui a viscosidade, e quando $n > 1$ um fluido dilatante, o qual sofre aumento na viscosidade quando é submetido a um aumento da tensão cisalhante.

Emulsões e soluções de polímeros ou de macromoléculas lineares são exemplos de fluidos que se comportam seguindo o modelo de potência.

2.1.5.3. Modelo de Herschel-Bulkley ou de Potência modificado

O comportamento do fluido de Herschel-Bulkley é dado por:

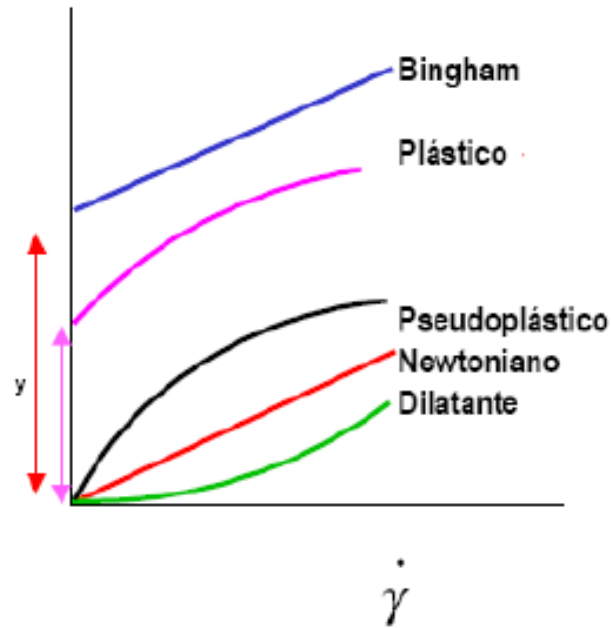
$$\tau = k(\dot{\gamma})^n + \tau_0 \quad (6)$$

Esse modelo é dito o mais completo, tendo em vista que apresenta três parâmetros: k , n e τ_0 .

De acordo com Machado (2002a), o Modelo de Herschel-Buckley representa adequadamente as dispersões de argila com polímeros, empregadas amplamente na indústria do petróleo como fluidos de perfuração.

Na Figura 3 estão representadas as curvas de fluxo para os modelos matemáticos, que relacionam tensão de cisalhamento e taxa de deformação.

Figura 3 - Curvas de fluxo dos modelos matemáticos.



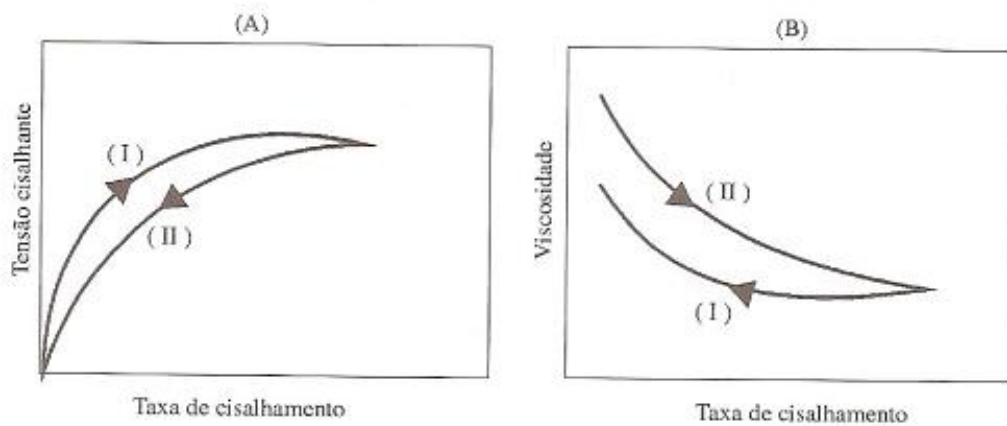
Fonte: Diaz (2002).

2.1.5.4. Fluidos Tixotrópicos e Reopéticos

Existem outros tipos de fluidos não-newtonianos que apresentam viscosidade aparente dependente do tempo, conhecidos como fluidos tixotrópicos e reopéticos. Os fluidos tixotrópicos apresentam um decréscimo da viscosidade aparente com o tempo sob uma tensão tangencial constante, já para os fluidos reopéticos, a viscosidade aparente aumenta com o tempo.

As curvas de fluxo de um fluido tixotrópico ao se aumentar uniformemente a taxa de cisalhamento e, posteriormente, reduzi-la uniformemente durante um experimento apresentam dois caminhos distintos, esse fenômeno denomina-se histerese e revela a magnitude da tixotropia, dada pela área entre as duas curvas (Figura 4).

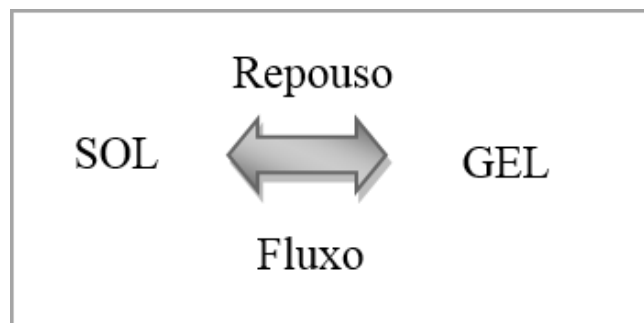
Figura 4 - Curvas de fluxo (A) e de viscosidade (B), ascendentes (I) e descendentes (II), em relação à taxa de cisalhamento ou histerese.



Fonte: Machado (2002a).

De acordo com Machado (2002a), fluidos de perfuração são exemplos de fluidos tixotrópicos. As dispersões aquosas de bentonita, utilizadas na perfuração de poços, são um exemplo deste tipo de fluido. Estas aumentam a tensão cisalhante quando são deixadas em repouso dando lugar a formação de um gel. Porém, elas recuperam a sua fluidez, retornando ao estado sol, quando sob condições dinâmicas, caracterizando a tixotropia como um fenômeno isotérmico e reversível.

Figura 5 - Esquema de tixotropia.



Fonte: Adaptado Machado (2002a).

Segundo Melo (2008), tixotropia não pode ser confundida com plasticidade; a viscosidade efetiva de um plástico de Bingham depende da taxa de cisalhamento, pois a resistência total ao cisalhamento dos componentes estruturais é inversamente proporcional a taxa de cisalhamento, enquanto que a viscosidade de um fluido tixotrópico depende do tempo

de cisalhamento, pois a estrutura gel muda com o tempo, de acordo com o cisalhamento anterior. Por esta razão os fluidos tixotrópicos são chamados de “fluidos com memória”.

2.2. MICROEMULSÕES

Hoar e Schulman (1943) descreveram originalmente os sistemas microemulsionados (SME), porém o termo microemulsão (ME) só foi utilizado, no final da década de 1950, por Schulman *et al.* (1959). Outros autores investigaram as microemulsões e confirmaram a teoria de que fluidos macroscopicamente homogêneos podem ser formados quando se misturam tensoativo e cotensoativo, solvente orgânico hidrofóbico e água, sem que seja necessário adicionar energia.

Desta forma, o antigo conceito de que água e óleo não se misturam sofreu modificações significativas, tendo sido comprovado que a adição de um terceiro componente em um sistema composto por dois líquidos que sejam entre si, parcialmente ou totalmente imiscíveis (como é o caso de óleo e água) pode resultar na diminuição (ou aumento) da solubilidade destes líquidos. Se o terceiro componente for um tensoativo, haverá redução da tensão interfacial entre os líquidos imiscíveis, tornando-os capazes de se dispersarem um no outro (ROSSI *et al.*, 2007).

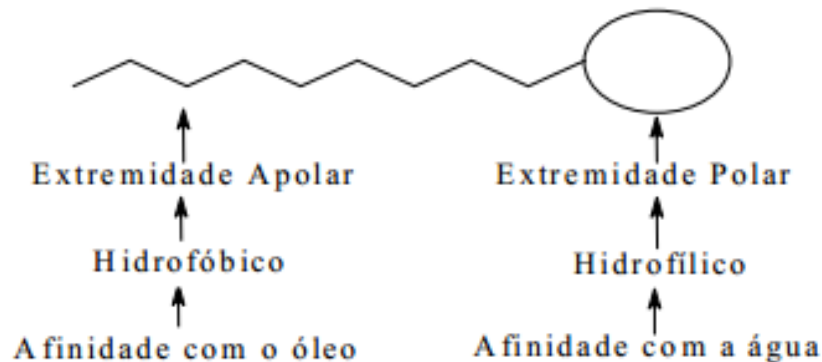
Segundo Robb (1981), as microemulsões são sistemas dispersos, termodinamicamente estáveis, transparentes ou translúcidos, monofásicos, formados a partir de uma aparente solubilização espontânea de dois líquidos, normalmente imiscíveis, na presença de tensoativo e cotensoativo.

Atualmente, o termo microemulsão vem sendo utilizado para designar sistemas de fases microheterogêneas que podem apresentar de três a cinco constituintes, tais como: a) tensoativo, água e fase óleo; b) tensoativo, cotensoativo, água e fase óleo; c) mistura de dois tensoativos, cotensoativo, água e fase óleo (ROSSI *et al.*, 2007).

2.2.1. Tensoativos

Tensoativos são substâncias naturais ou sintéticas, que possuem em sua estrutura uma parte lipofílica (ou hidrofóbica) e uma parte hidrofílica (Figura 6), responsáveis pela adsorção nas interfaces líquido-líquido, líquido-gás ou sólido-líquido de um dado sistema (HUNTER, 1992).

Figura 6 - Representação esquemática de um tensoativo.



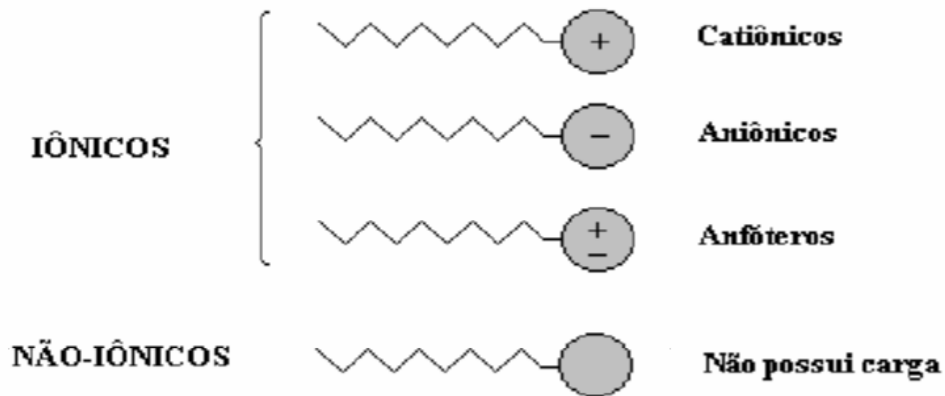
Fonte: Schramm (2000).

Devido às suas estruturas e propriedades, substâncias tensoativas em presença de água e óleo, adsorvem-se nas interfaces orientando-se de maneira que o grupo polar fique voltado para a fase aquosa e o grupo apolar para a fase oleosa, formando um filme molecular ordenado nas interfaces, que reduz as tensões interfacial e superficial. A estabilidade deste filme depende da natureza dos grupos hidrofílico e lipofílico do tensoativo (ROSSI *et al.*, 2007).

O grupo lipofílico de tensoativos, responsável pela solubilidade em óleo, é geralmente formado por cadeias hidrocarbônicas lineares ou ramificadas, contendo ou não, grupos aromáticos (HUNTER, 1992; ATWOOD e FLORENCE, 1985). O grupo hidrofílico, determinante da solubilidade do tensoativo em água, é altamente polar, podendo ser iônico ou não-iônico. A grande afinidade desta parte da molécula pela água permite solubilizar o grupo lipofílico, normalmente insolúvel em água (ROSSI *et al.*, 2007).

Uma maneira de classificar os tensoativos baseia-se em sua estrutura, mais especificamente na natureza do grupo polar. Neste sentido, os tensoativos são classificados como iônicos (catiônicos e aniônicos), não-iônicos e anfóteros (DALVIN, 2011), como representado na Figura 7.

Figura 7 - Representação esquemática dos tipos de tensoativos.



Fonte: Silva (2008).

✓ **Tensoativos iônicos**

Dissociam-se em meio aquoso, possuindo cargas elétricas na parte hidrofílica. Uma vez que os íons são carregados positivamente esses tensoativos são catiônicos, íons carregados negativamente são chamados tensoativos aniônicos (DALVIN, 2011).

✓ **Tensoativos não-iônicos**

Esses tipos de tensoativos não apresentam íons em solução aquosa e a sua solubilidade em água se deve à presença, em suas moléculas, de grupos funcionais que possuem forte afinidade pela água (ROSSI *et al.*, 2006).

✓ **Tensoativos anfóteros**

Um tensoativo anfótero é aquele que, dependendo do pH, pode ser aniônico (pH entre 9 e 10) ou catiônico (pH de 4 a 9), ou zwitteriônico (ROSSI *et al.*, 2007). Entretanto, para que um tensoativo seja classificado como zwitteriônico, se faz necessário apresentar tanto carga positiva quanto negativa em condições normais e não deve depender do pH do meio como citado anteriormente para os tensoativos anfóteros (SILVA *et al.*, 2011).

- MICELIZAÇÃO

Todos os tensoativos possuem uma característica comum, é a capacidade de formar agregados em solução aquosa a partir de uma determinada concentração, denominados micelas. O processo de formação de micelas (micelização) possui uma concentração chamada de Concentração Micelar Crítica (c.m.c.), que é uma propriedade característica do tensoativo (MINATTI, 2005).

Dependendo da natureza do solvente empregado para o tensoativo, podem existir micelas diretas ou micelas inversas (Figura 8).

As micelas diretas se formam na presença de solventes polares, onde a cabeça polar do tensoativo fica orientada para o meio polar, enquanto que a cauda apolar agrupa-se no interior da micela, evitando o contato com o diluente. Já as micelas inversas apresentam o comportamento inverso, ou seja, são formadas em solventes apolares com as cabeças hidrofílicas voltadas para o centro e cercadas pelas caudas hidrofóbicas (SANTANNA, 2003).

Figura 8 - Representação de micelas direta e inversa.



Fonte: Santanna (2003).

2.2.2. Representação de Diagramas de Fases de Microemulsões

A representação de qualquer tipo de sistema microemulsionado é feita através de diagramas de fases que se classificam em ternários, quaternários e pseudoternários, que variam de acordo com a natureza química e com a quantidade de constituintes de cada SME (ROSSI *et al.*, 2007).

2.2.2.1. Sistemas ternários

Os sistemas ternários são constituídos de tensoativo, fase aquosa e fase oleosa e são representados por um diagrama triangular equilátero (Figura 9), em que a região de microemulsão depende do óleo e do tipo de tensoativo.

Figura 9 - Diagrama ternário (2D) mostrando a região de microemulsão em um sistema de três constituintes.

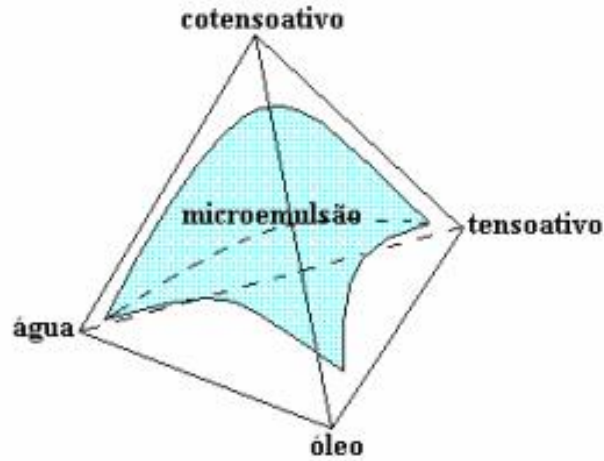


Fonte: Santanna (2003).

2.2.2.2. Sistemas quaternários

Os sistemas quaternários são constituídos de tensoativo, cotensoativo, fase óleo e fase aquosa e são representados através de um tetraedro (Figura 10), onde cada vértice do tetraedro representa um dos componentes puros (BELLOCQ e ROUX, 1987).

Figura 10 - Diagrama quaternário (3D) mostrando a região de microemulsão em um sistema de quatro constituintes.

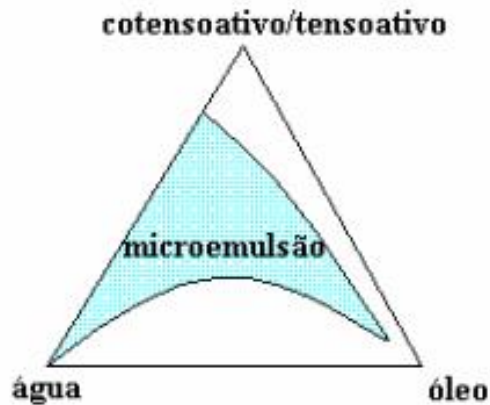


Fonte: Santanna (2003).

2.2.2.3. Sistemas pseudoternários

Os sistemas pseudoternários são aqueles constituídos por quatro componentes, em que a relação água/tensoativo ou cotensoativo/tensoativo é constante. Apresentam característica de um sistema 2D, pois agrupam-se dois constituintes e, assim, aproximam-se de um sistema ternário (Figura 11).

Figura 11 - Diagrama pseudoternário (2D) com razão cotensoativo/tensoativo constante.



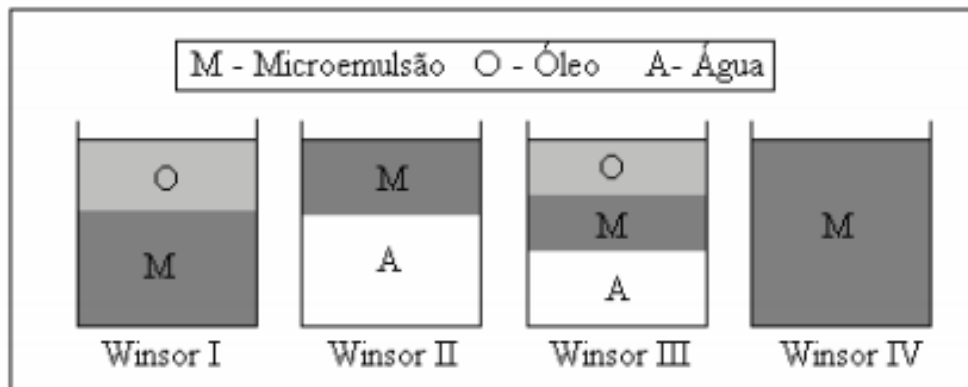
Fonte: Santanna (2003).

✓ Classificação de Winsor

As microemulsões podem existir em equilíbrio com outras fases, aquosas ou orgânicas, formando sistemas multifásicos (SANTANNA, 2003). Em virtude disso, a classificação de Winsor estabelece quatro tipos de sistemas:

- i. **Winsor I (WI):** quando a fase microemulsionada está em equilíbrio com uma fase óleo em excesso.
- ii. **Winsor II (WII):** quando a fase microemulsionada está em equilíbrio com uma fase aquosa em excesso.
- iii. **Winsor III (WIII):** é caracterizado por ser um sistema trifásico, onde a microemulsão está em equilíbrio com as fases aquosa e oleosa ao mesmo tempo.
- iv. **Winsor IV (WIV):** é um sistema monofásico, em escala macroscópica, constituído por uma única fase de microemulsão.

Figura 12 - Sistemas de Winsor.



Fonte: Santanna (2003).

3. METODOLOGIA

A realização da parte experimental foi dividida em três etapas: obtenção dos diagramas de fases para determinar as regiões de microemulsão, preparação dos fluidos de perfuração com a composição escolhida a partir do diagrama de fases e análises reológicas do fluido preparado. Este capítulo descreve os equipamentos, reagentes e métodos utilizados neste trabalho.

3.1. EQUIPAMENTOS UTILIZADOS

- ✓ Balança analítica Tecnal, modelo B-TEC-W210A;
- ✓ Agitador Tecnal, modelo AP56 Phonenix;
- ✓ Centrífuga Quimis, microprocessada;
- ✓ Reômetro Thermo Cientific – HAAKE MARS (Modular Advanced Rheometer System), apresentado na Figura 13.

Figura 13 - Reômetro Haake Mars.

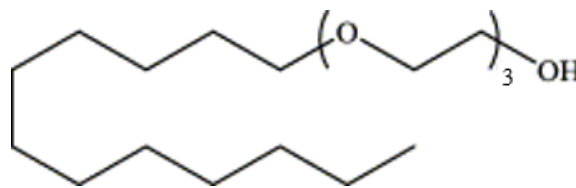


Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

3.2. REAGENTES UTILIZADOS

Os tensoativos utilizados foram Unitol 20, não iônico, álcool laurílicoetoxilado, com dois graus de etoxilação (dois óxidos de etileno); Unitol 30, não-iônico, álcool laurílicoetoxilado, com três graus de etoxilação (Figura 14); Unitol 80, não-iônico, álcool laurílicoetoxilado, com oito graus de etoxilação.

Figura 14 - Estrutura química do Unitol 30.



Fonte: Adaptado Silva (2011).

Como fase orgânica foi utilizada a n-Parafina, constituída por hidrocarbonetos saturados (alcanos) de alto peso molecular e cadeias lineares, com aspecto de líquido incolor.

Como fase líquida foi utilizada água destilada e soluções de cloreto de sódio (NaCl) nas concentrações de 35 g/L, 140 g/L e 270 g/L.

Como aditivos de fluidos de perfuração foram utilizados: Baritina, como adensante; o polímero Goma Xantana (GX) e a argila Atapulgita, como viscosificantes.

3.3. OBTENÇÃO DOS DIAGRAMAS DE FASES E ESCOLHA DOS PONTOS DE MICROEMULSÃO

Para a obtenção dos sistemas em estudo foram utilizados três constituintes na construção de diagramas ternários: tensoativo não-iônico, fase aquosa (água ou solução salina) e fase orgânica ou oleosa (n-parafina).

Assim, inicialmente, foram fixados dois vértices do triângulo equilátero (normalmente os vértices tensoativo e fase orgânica) e titulou-se com a fase aquosa, varrendo toda a extensão do diagrama até a formação ou desaparecimento das regiões de microemulsão.

O procedimento realizado foi o descrito a seguir:

- 1) Pesa-se um tubo de ensaio vazio; acrescenta-se a fase oleosa e o tensoativo em proporções conhecidas, que apresentam aspecto incolor (Figura 15);

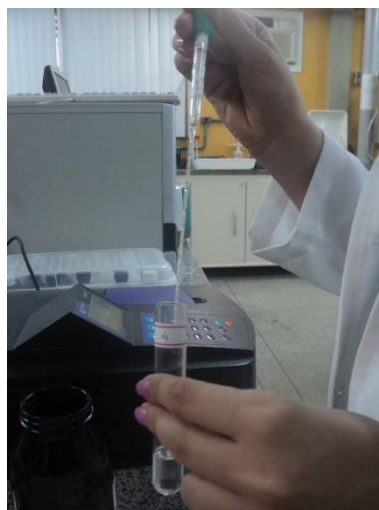
Figura 15 - Mistura de n-Parafina + tensoativo Unitol 30 (sistema incolor).



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

- 2) Goteja-se a fase aquosa (Figura 16), agitando-se a mistura a cada gota adicionada para verificar se o sistema mantém o aspecto incolor ou turva-se;

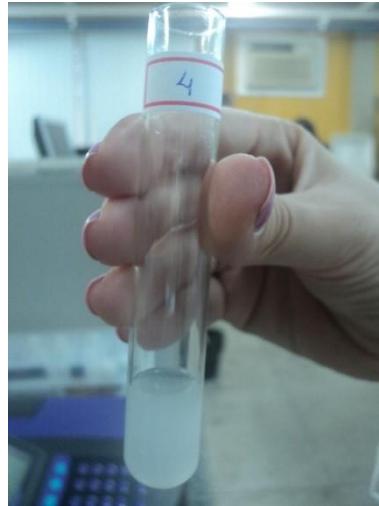
Figura 16 – Titulação, com a fase aquosa, do sistema contendo n-Parafina + Unitol 30.



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

- 3) Caso ainda se mantenha incolor, adicionam-se mais gotas da fase aquosa, uma por uma, até que o sistema apresente turvamento (Figura 17), indicando que ele está fora da região de microemulsão (Winsor IV).

Figura 17 - Mistura de n-Parafina + Unitol 30 + fase aquosa (sistema turvo).



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

A base de cálculo utilizada foi de 2,5 gramas, variando-se 10% das quantidades de fase oleosa e tensoativo. Ou seja, foram determinados nove pontos, iniciando-se com o ponto de 0,25 g (10%) de fase oleosa e 2,25 g (90%) de tensoativo e finalizando-se com o ponto de 2,25 g (90%) de fase oleosa e 0,25 g (10%) de tensoativo.

Após ser adicionada a gota no instante em que o sistema perdeu o aspecto incolor, pesa-se novamente o tubo de ensaio para determinar a massa de fase aquosa adicionada, dada pela subtração da massa final total pela massa do tubo com apenas a fase oleosa mais tensoativo, descontando-se a massa do tubo vazio. Esses nove pontos são utilizados na construção do diagrama ternário pela ferramenta Microsoft Excel 2010.

Delimitadas as regiões nos diagramas de fases, são escolhidos pontos dentro das regiões de microemulsão, correspondentes às percentagens mássicas dos constituintes dos diagramas, para determinar a composição necessária para a preparação dos fluidos de perfuração.

3.4. PREPARAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Para obter os fluidos de perfuração com a composição desejada, definida através dos diagramas de fases, foi realizado o procedimento seguinte:

- 1) Adiciona-se, sob agitação, o volume da fase aquosa; adiciona-se lentamente a goma xantana ou atapulgita (viscosificantes), sob agitação, deixando em seguida o fluido em repouso por 24 horas para hidratação do viscosificante;
- 2) Adiciona-se a fase óleo e o emulsificante (tensoativo) à mistura anterior e em seguida deixa-se o fluido em agitação por 15 minutos; transfere-se o fluido obtido para uma proveta, pesa-se a massa do fluido no volume determinado pela proveta e calcula-se a densidade;
- 3) Realiza-se um balanço de massa (Equação 7) para calcular a quantidade de baritina (adensante) necessária para elevar a densidade do fluido ao range desejado (9 libras/galão); acrescenta-se a baritina ao fluido no misturador e deixa-se agitar por 15 minutos.

$$\rho V + \rho_B V_B = \rho_D V_D \quad (7)$$

Em que:

ρ é o peso específico do fluido obtido;

V é o volume do fluido obtido;

ρ_B é a massa específica da baritina;

V_B é o volume necessário de baritina;

ρ_D é o peso específico desejado do fluido;

V_D é o volume do fluido ($V + V_B$).

Sendo a massa de baritina (m_B) a ser adicionada dada por:

$$m_B = \rho_B V_B \quad (8)$$

A base de cálculo adotada para o preparo do fluido foi de 25 gramas, pois essa quantidade é suficiente para realizar as análises de viscosidade e tixotropia no Reômetro Haake Mars.

3.5. ENSAIOS REOLÓGICOS

Por fim, realizam-se ensaios para determinação dos parâmetros reológicos e gelificantes do fluido obtido, tais como viscosidade plástica, limite de escoamento e tixotropia.

O método usado para se obter os parâmetros reológicos foi o de cilindros coaxiais, onde um volume de 12 ml de amostra de fluido foi adicionado ao copo do rotor e cisalhada entre as paredes dos cilindros que compõem o Reômetro Haake Mars, utilizando o sensor Z41. Os ensaios foram realizados a temperatura ambiente de 25 °C para todos os fluidos.

As curvas de fluxo para a determinação da viscosidade plástica e limite de escoamento foram obtidas pelo método CR (taxa de cisalhamento controlada), no intervalo de 5 a 1010 s⁻¹, durante um minuto.

Para a determinação do caráter tixotrópico dos fluidos, foram obtidas curvas de fluxo no intervalo taxa de cisalhamento de 5 a 1010 s⁻¹, durante um minuto (curva de ida), mantendo-se constante em 1010 s⁻¹ a taxa de cisalhamento durante um minuto e provocando um decréscimo de 1010 a 5 s⁻¹ na taxa de cisalhamento durante um minuto (curva de volta).

O software Haake RheoWin 3 Data Manager, do próprio Reômetro, gera os reogramas de tensão por taxa de cisalhamento, aplica os modelos matemáticos e reológicos e calcula o valor da tixotropia pelo ciclo de histerese (área entre as curvas de ida e volta).

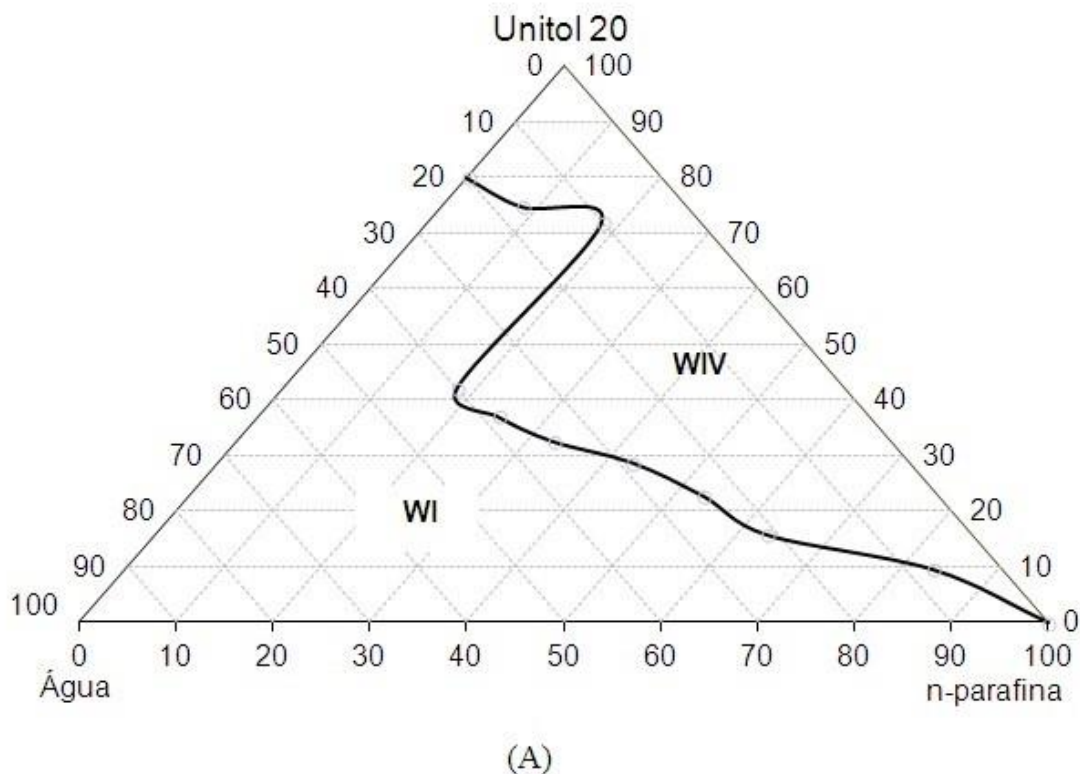
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

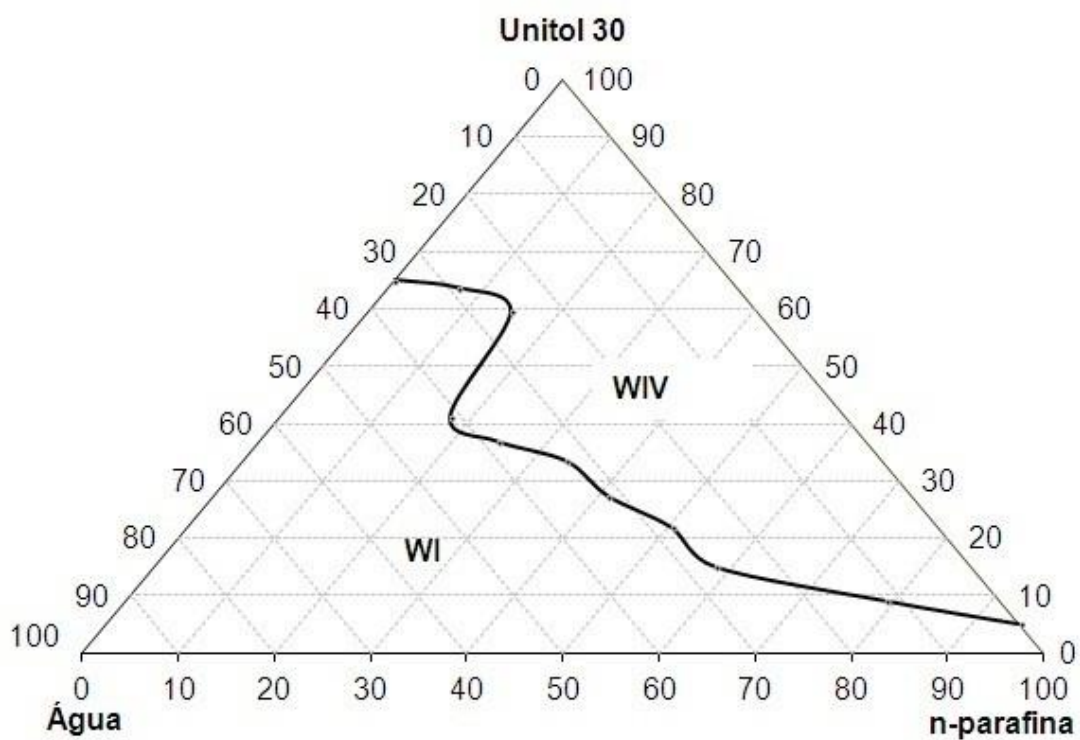
Os resultados obtidos podem ser divididos em quatro itens: o primeiro corresponde aos diagramas de fases ternários constituídos por água, n-Parafina e variações do tensoativo Unitol; o segundo se refere aos diagramas de fases ternários obtidos utilizando-se solução salina, n-Parafina e Unitol 30 para avaliar o efeito da concentração de NaCl nos sistemas microemulsionados; o terceiro diz respeito aos estudos reológicos realizados para avaliar o efeito da concentração do viscosificante nas propriedades reológicas do fluido preparado; e o quarto mostra a influência do tipo de viscosificante nas propriedades reológicas do fluido.

4.1. DIAGRAMAS TERNÁRIOS PARA OS SISTEMAS COM UNITOL 20, UNITOL 30 E UNITOL 80

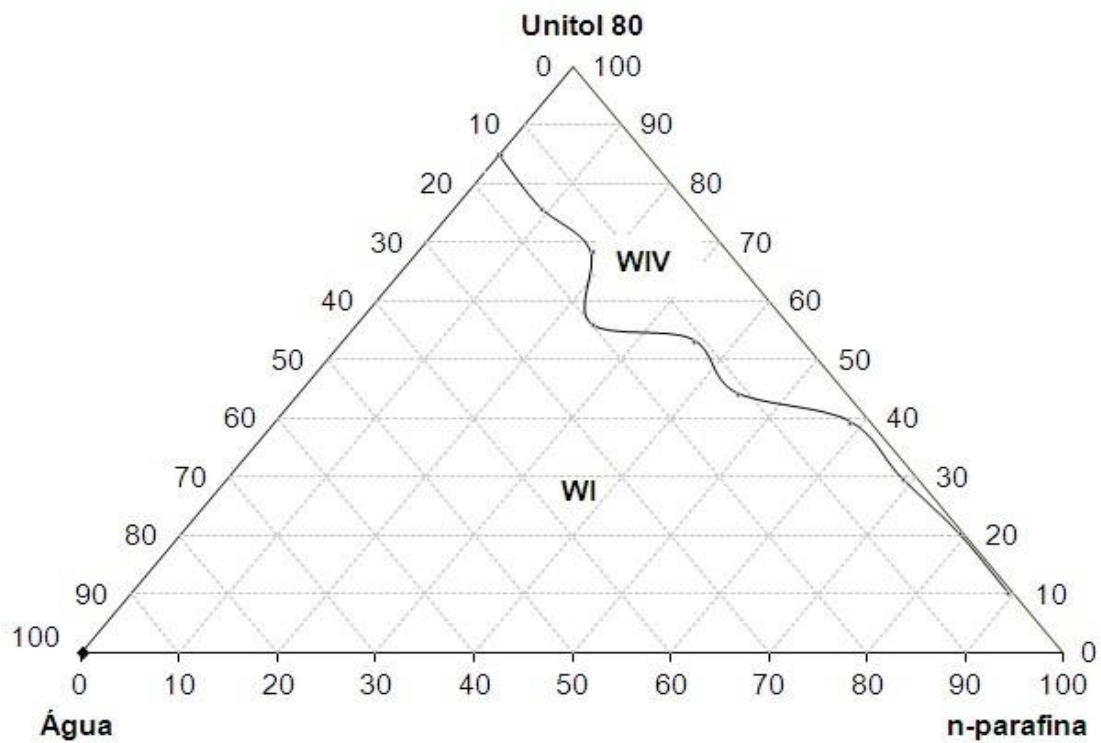
Para os sistemas constituídos por água, n-Parafina e variações do tensoativo Unitol (Unitol 20, Unitol 30 e Unitol 80) foram obtidos os seguintes diagramas (Figura 18):

Figura 18 - Diagramas ternários obtidos utilizando-se água, n-Parafina e (A) Unitol 20 (B) Unitol 30 (C) Unitol 80.





(B)



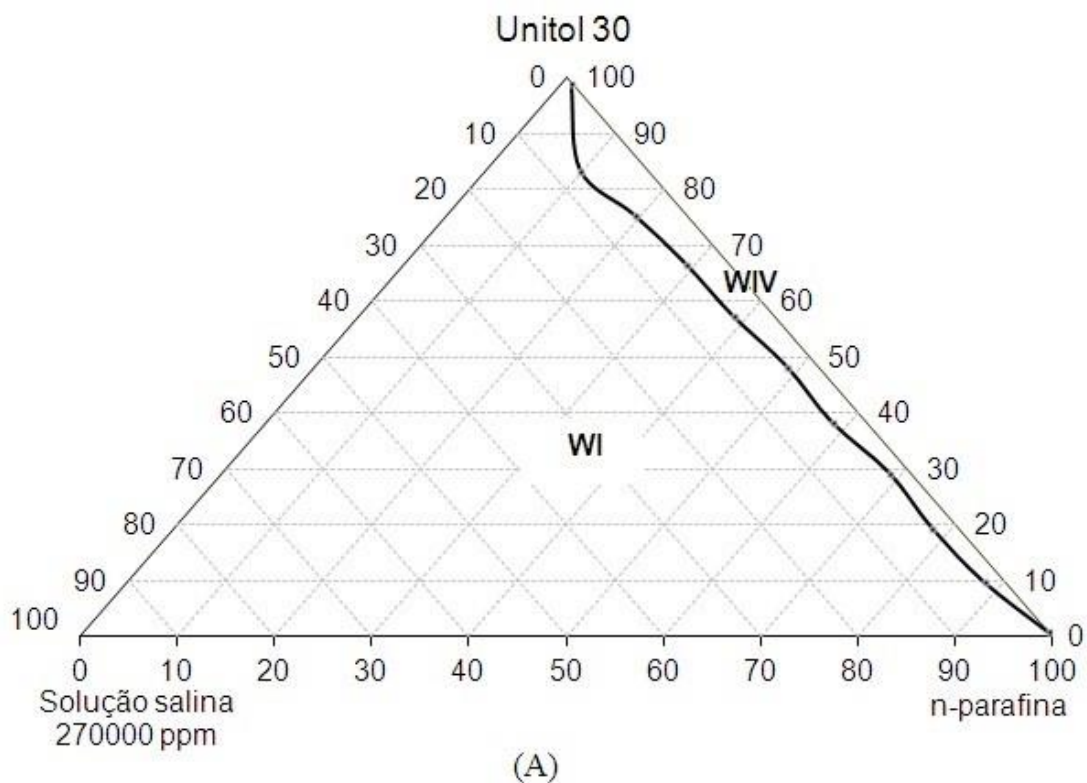
(C)

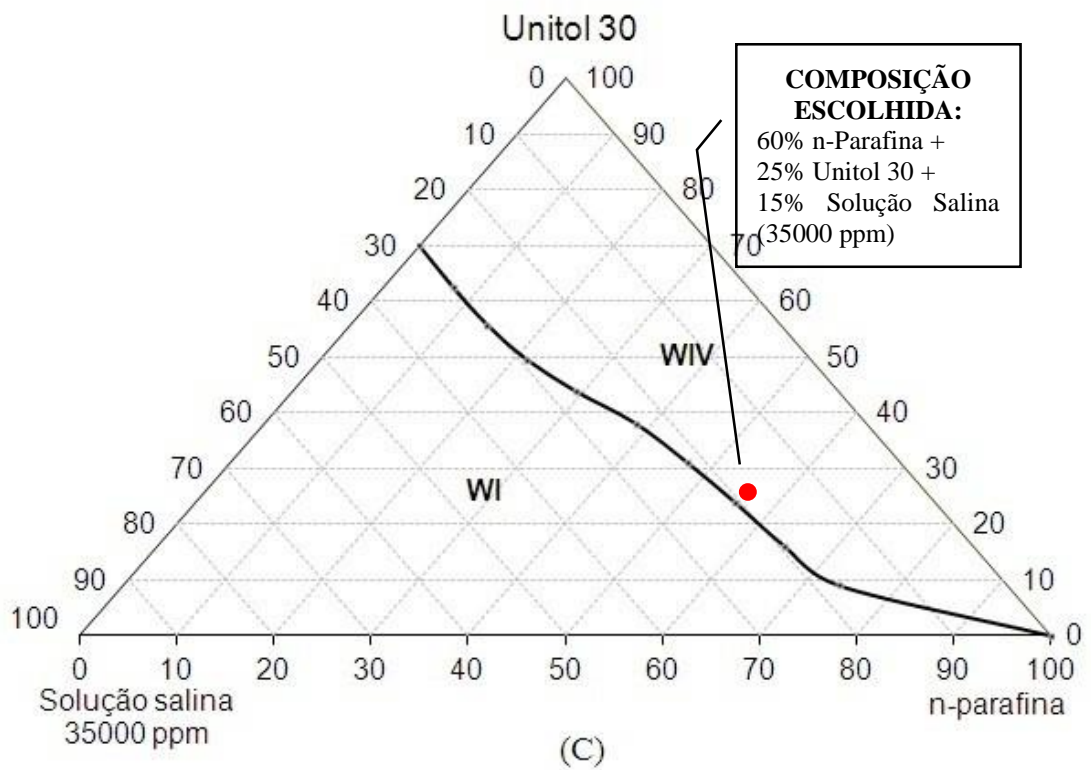
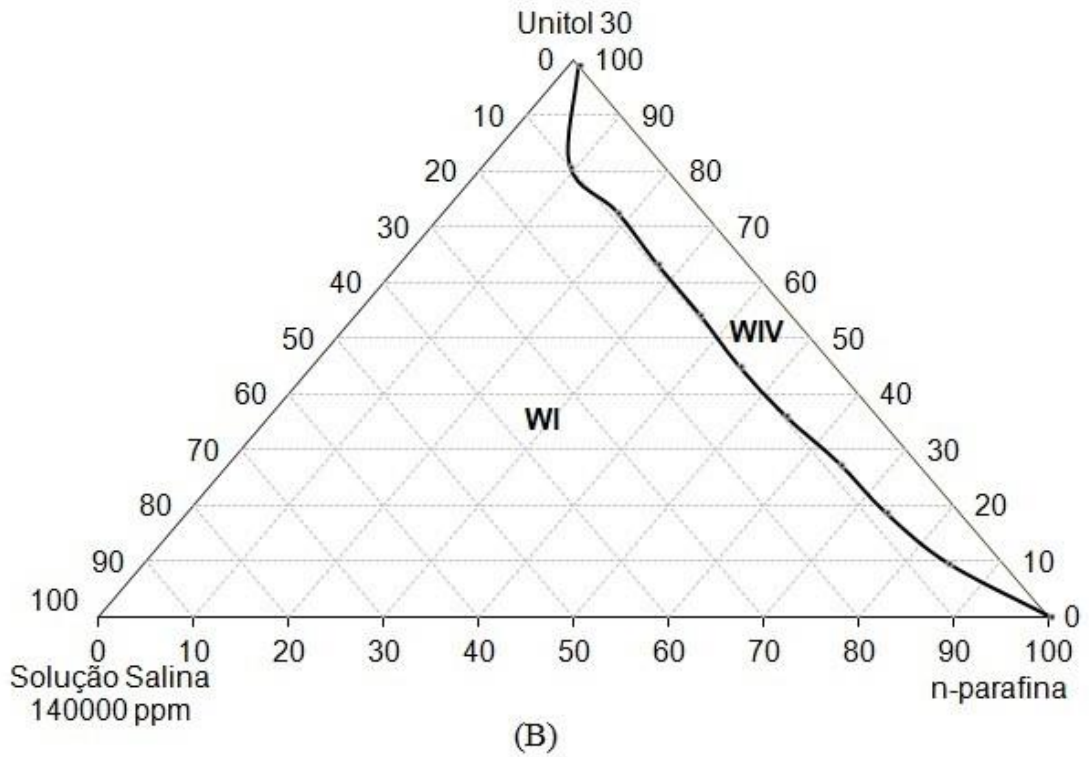
Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

A partir da figura 18, é possível perceber que os diagramas para o Unitol 20 e Unitol 30 apresentaram maiores regiões de microemulsão, apesar de que poderiam ter sido escolhidos pontos de microemulsão nos três diagramas para a preparação do fluido de perfuração e análise das suas propriedades reológicas com os viscosificantes Goma Xantana e Atapulgita. Entretanto, a região de microemulsão para o diagrama com Unitol 80 foi de elevada concentração de tensoativo, o que torna o sistema dispendioso. Além disso, o Unitol 30 apresentou região de microemulsão ligeiramente maior do que o Unitol 20. Por isso, foi definida a seguinte composição para o diagrama com Unitol 30: 60% n-Parafina + 25% Unitol30 + 15% água.

4.2. DIAGRAMAS TERNÁRIOS PARA O SISTEMA COM SOLUÇÃO SALINA

Figura 19- Diagramas ternários obtidos utilizando-se n-Parafina, Unitol 30 e solução salina com concentração de NaCl





Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

É importante verificar o comportamento do sistema na presença de NaCl, devido a salinidade ser um fator importante para evitar migração e o inchamento de argilas presentes nas formações rochosas durante a perfuração. Ficou evidente através dos diagramas das Figuras 19(A), 19(B) e 19(C) que quanto maior a concentração de sal menor a região de microemulsão obtida, o que já era esperado tendo em vista os resultados obtidos nos ensaios para avaliar o efeito da presença de NaCl na região de microemulsão realizados por Dantas *et al.* (2007).

Para o experimento realizado por Dantas *et al.* (2007) a região de microemulsão diminuiu com o aumento da concentração de eletrólito. O aumento da salinidade em sistemas de microemulsão utilizando tensoativos iônicos diminui a região de Winsor IV e provoca a formação de uma região de Winsor III e uma região de Winsor II, devido a alterações de afinidade do tensoativo, partindo de hidrofílico para hidrofóbico. (DANTAS *et al.*, 2007).

As microemulsões com tensoativos não-iônicos são pouco sensíveis a variação de salinidade (BARROS NETO, 1996). Entretanto, mesmo sendo um tensoativo não-iônico, foi possível observar (Figura 19) o significativo aumento da região de microemulsão pela diminuição da concentração de NaCl, provavelmente por terem sido utilizadas altas concentrações deste sal.

4.3. ENSAIOS REOLÓGICOS

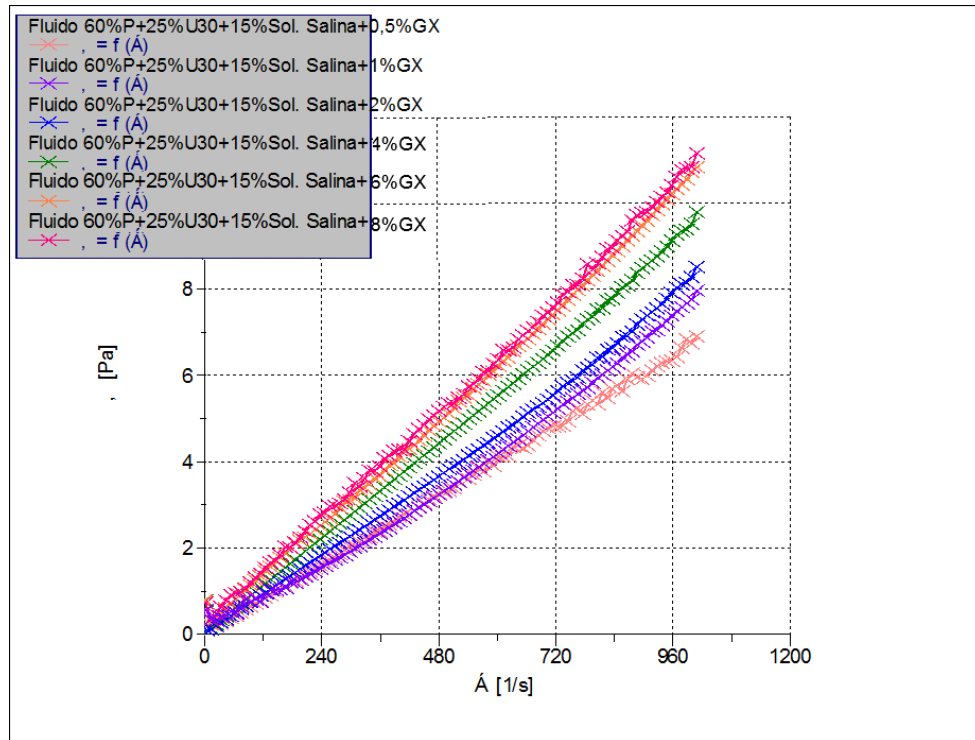
Os ensaios reológicos foram realizados, à temperatura ambiente, para o fluido com composição 60% n-parafina + 15% solução salina (35000 ppm) + 25% unitol 30 + viscosificantes (Goma Xantana e Atapulgita) em diferentes concentrações + baritina (massa necessária para obter um fluido de perfuração com peso específico de 9 lb/gal).

A análise dos resultados reológicos será baseada no efeito da concentração de viscosificante e no efeito do tipo de viscosificante nas propriedades reológicas dos fluidos de perfuração.

4.3.1. Efeito da concentração de viscosificante

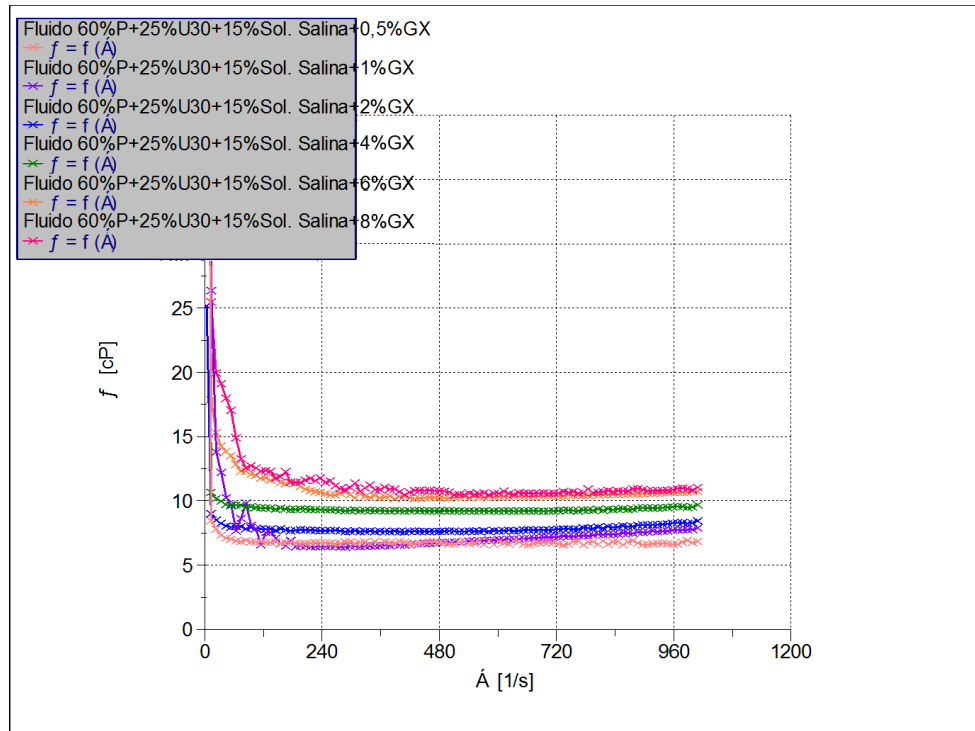
Com o objetivo de avaliar o efeito da variação da concentração de viscosificante no sistema, foi elaborado, através do software Haake RheoWin 3 Data Manager, do próprio reômetro, um gráfico comparativo das curvas de fluxo (Figura 20) e viscosidade (Figura 21) em função da taxa de cisalhamento e da concentração de GX. As concentrações de GX estudadas foram 0,5%, 1%, 2%, 4%, 6% e 8%.

Figura 20 - Curvas de fluxo em função da taxa de cisalhamento e da concentração de GX nos fluidos.



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

Figura 21 - Curvas de viscosidade em função da taxa de cisalhamento e da concentração de GX nos fluidos.



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

De acordo com as Figuras 20 e 21, observa-se que quanto maiores as concentrações de Goma Xantana no fluido, maiores as viscosidades obtidas, ou seja, maiores as resistências ao fluxo apresentadas pelos fluidos. Além disso, percebe-se que o aumento da taxa de cisalhamento causa também o aumento da viscosidade quando se utiliza este polímero.

As curvas de fluxo, viscosidade e aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para os fluidos preparados com todas as concentrações de GX estudadas estão mostradas no ANEXO A.

O software de tratamento de dados Haake RheoWin 3 Data Manager, fornece os valores dos parâmetros obtidos pelo ajuste dos modelos reológicos. Aqui serão analisados os modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para descobrir qual melhor se ajusta aos resultados experimentais obtidos pelos fluidos de perfuração preparados.

Na Tabela 1 estão organizados os valores dos parâmetros calculados pelos modelos matemáticos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale, além de seus coeficientes de correlação, para o fluido preparado com Goma Xantana.

Tabela 1 - Valores dos coeficientes de correlação e parâmetros dos modelos de Newton, Ostwald Waale e Bingham para os fluidos preparados com GX.

GX (%)	Modelo de Newton $\tau = \eta \dot{\gamma}$		Modelo de Bingham $\tau = \mu_p \dot{\gamma} + \tau_L$		Modelo de Ostwald de Waale $\tau = K(\dot{\gamma})^n$			
	η	R	μ_p	τ_L	R	n	K	R
0,5	0,006734	0,9988	0,006677	0,03817	0,9988	0,9984	0,000680	0,9988
1	0,007305	0,9946	0,007598	0,01518	0,9956	1,146	0,002780	0,9984
2	0,007938	0,9982	0,008132	0,06940	0,9986	1,075	0,004845	0,9993
4	0,009349	0,9992	0,009371	0,1309	0,9992	1,026	0,007879	0,9993
6	0,01049	0,9991	0,01039	0,1754	0,9991	1,012	0,009687	0,9991
8	0,01079	0,9987	0,01053	0,1981	0,9991	0,9858	0,01184	0,9988

Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

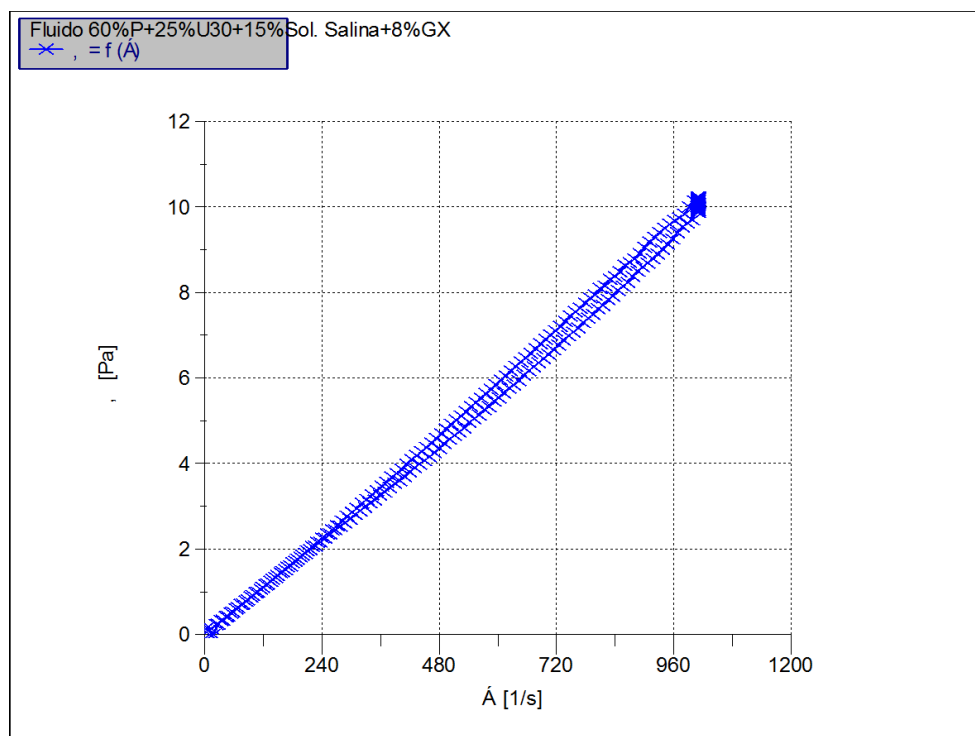
Fica evidente, através dos coeficientes de correlação (R) obtidos, que todos os modelos se ajustaram bem aos resultados experimentais para os fluidos preparados com Goma Xantana.

Através da aplicação do modelo de Ostwald de Waale percebe-se também que na maior parte das concentrações estudadas o fluido se comportou como dilatante ($n > 1$).

Em relação a propriedade de tixotropia dos fluidos, foram obtidas curvas de fluxo ao se aumentar uniformemente a taxa de cisalhamento e, depois, reduzi-la uniformemente para avaliar se apresentam dois caminhos distintos (histerese) e identificar o grau de tixotropia do fluido, dado pela área entre as duas curvas. Todas as curvas de histerese obtidas para os fluidos preparados com GX estão no ANEXO B.

O maior grau de tixotropia foi observado na curva de histerese para o fluido preparado com 8% de GX (Figura 22).

Figura 22 - Curva de histerese para o fluido de composição 60% n-Parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm) + Baritina + 8% de GX.



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

O software Haake RheoWin 3 Data Manager calcula o valor de tixotropia por histerese, dado pela área entre as duas curvas. Os valores obtidos para os fluidos preparados com Goma Xantana estão organizados na Tabela 2.

Tabela 2 - Grau de Tixotropia para os fluidos de composição 60% n-parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm) + Baritina + GX em diferentes concentrações.

GX (%)	Tixotropia (Pa/s)
0,5	-17,41
1	97,94
2	101,2
4	119,9
6	126,4
8	251,7

Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

Foi observado através da Tabela 2 que o aumento na concentração de GX proporcionou o aumento da magnitude tixotrópica.

Ainda na Tabela 2, é possível notar que a amostra preparada com 0,5% de Goma Xantana apresentou valor negativo de tixotropia. Isto pode ter ocorrido pela instabilidade dos fluidos preparados nessa concentração deste aditivo, proporcionando a sedimentação das partículas sólidas de Goma Xantana e Baritina antes da medição do equipamento.

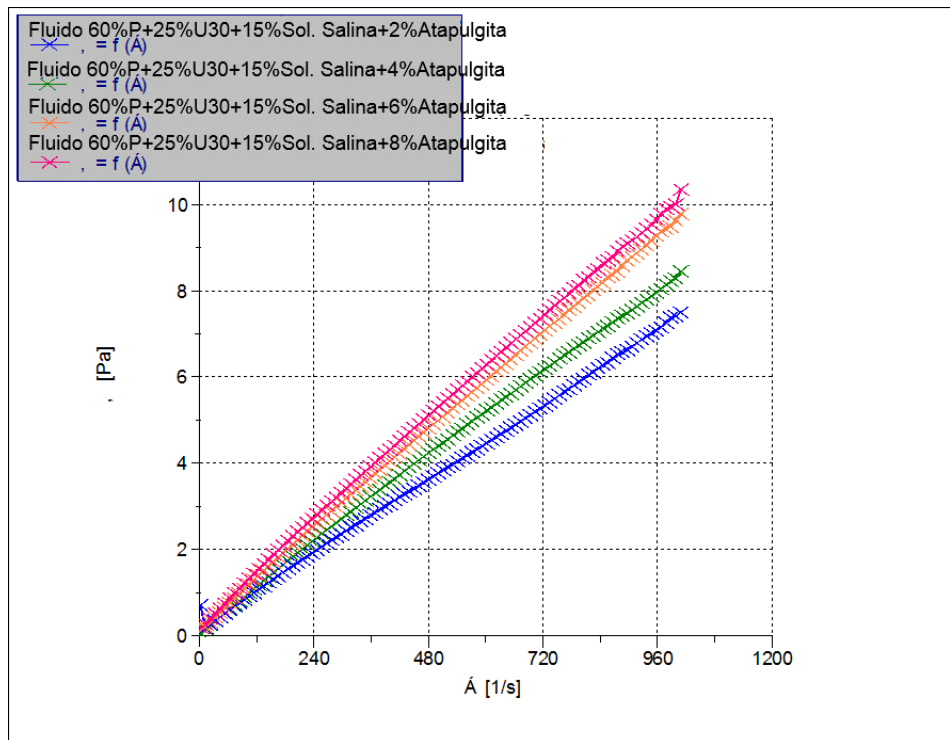
4.3.2. Efeito do tipo de viscosificante

Foi analisado o efeito da utilização de dois viscosificantes distintos, Goma Xantana e Atapulgita, nas propriedades reológicas do sistema contendo 60% de n-Parafina + 25% de Unitol 30 + 15% de Solução Salina (35000 ppm) + Baritina + viscosificantes nas concentrações de 2%, 4%, 6% e 8%.

Optou-se por utilizar altas concentrações de viscosificantes (2%, 4%, 6% e 8%) devido os resultados para baixas concentrações de GX (Item 4.3.1.) terem se mostrado insatisfatórios.

Para analisar as variações nas propriedades reológicas em função da concentração foi obtido um gráfico comparativo das curvas de fluxo (Figura 24) e viscosidade (Figura 25) em função da taxa de cisalhamento e da concentração de Atapulgita.

Figura 23 - Curvas de fluxo para as concentrações de 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita no fluido de composição 60% n-parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm).

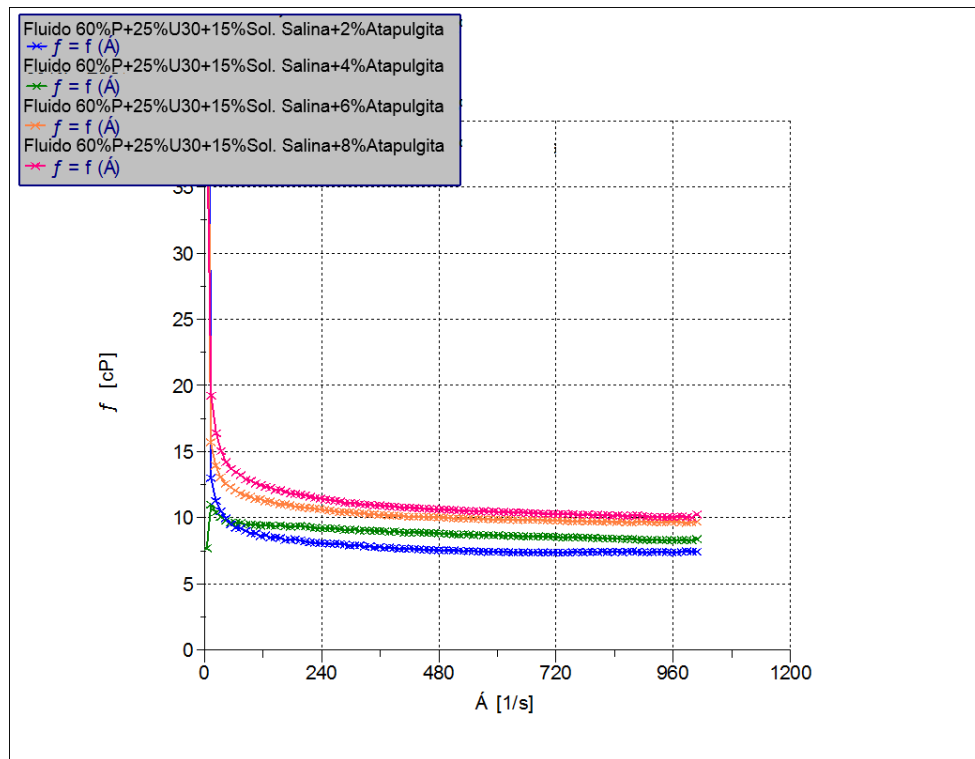


Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

Os fluidos preparados com Atapulgita apresentaram comportamento não newtoniano, já que a relação entre tensão e taxa de cisalhamento não é constante. A Figura 23 exibe curvas que tem ligeira tendência característica de curvas de fluidos pseudoplásticos. Porém, uma análise quantitativa, mais precisa, será mostrada abaixo através dos valores dos parâmetros obtidos pela aplicação do modelo de Ostwald de Waale.

Além disso, pode-se observar que os fluidos preparados com Atapulgita e Goma Xantana praticamente não oferecem resistência ao fluxo inicial, ou seja, apresentam limite de escoamento igual ou muito próximo de zero, pois os reogramas tendem para a origem dos eixos.

Figura 24 - Curvas de viscosidade para as concentrações de 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita no fluido de composição 60% n-parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm).



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

É possível observar nas Figuras 23 e 24 que a viscosidade do fluido aumenta devido ao aumento da concentração desta argila e diminui com o aumento da taxa de cisalhamento.

As curvas de fluxo, viscosidade e aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para todas as concentrações de Atapulgita estudadas estão no ANEXO C.

Da mesma maneira como foram obtidos os parâmetros dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para os fluidos preparados com Goma Xantana, os valores para os fluidos preparados com Atapulgita estão mostrados na Tabela 3:

Tabela 3 - Valores dos coeficientes de correlação e parâmetros dos modelos de Newton, Ostwald Waale e Bingham para os fluidos preparados com Atapulgita.

ATAP. (%)	Modelo de Newton $\tau = \eta \dot{\gamma}$	Coeficiente de correlação R	Modelo de Bingham $\tau = \mu_p \dot{\gamma} + \tau_L$		Coeficiente de correlação R	Modelo de Ostwald de Waale $\tau = K(\dot{\gamma})^n$		Coeficiente de correlação R
	η		μ_p	τ_L		n	K	
2	0,007456	0,9985	0,007177	0,1889	0,9996	0,9482	0,01049	0,9992
4	0,008520	0,9986	0,008213	0,2075	0,9995	0,9258	0,01389	1
6	0,009803	0,9989	0,009449	0,2389	0,9999	0,9372	0,01482	0,9999
8	0,01031	0,9980	0,009815	0,3367	0,9997	0,9139	0,01818	0,9999

Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

Da Tabela 3, percebe-se que os resultados foram bem ajustados a todos os modelos testados. Através da aplicação do modelo de Ostwald de Waale é possível notar que os fluidos comportaram-se como pseudoplásticos ($n < 1$).

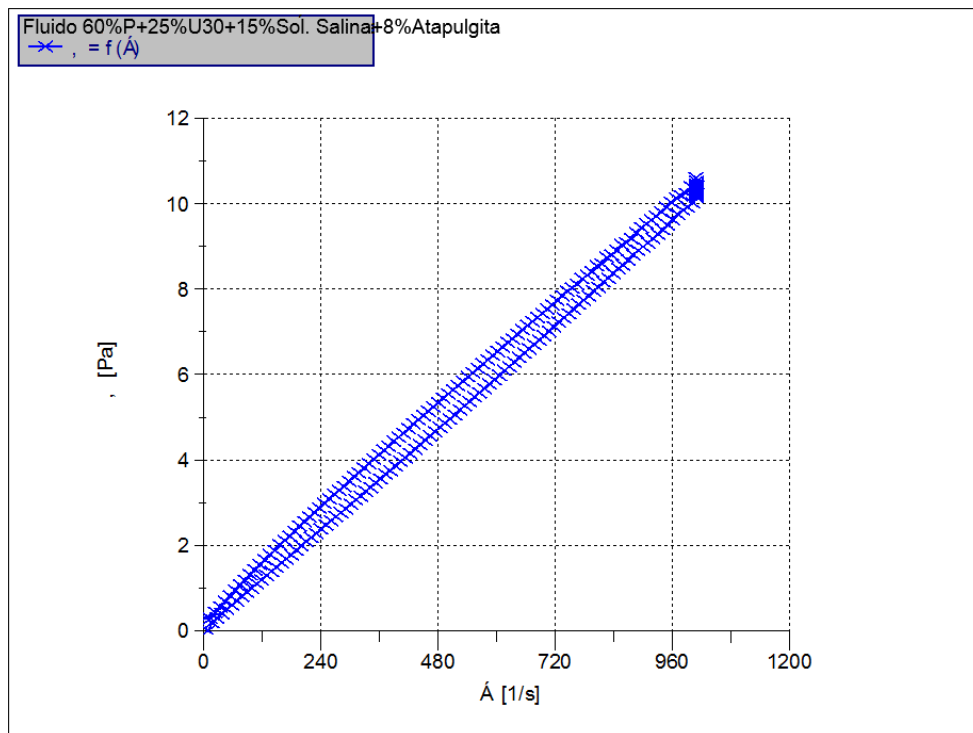
A viscosidade do fluido aumenta com o aumento da concentração de Atapulgita no meio e diminui com o aumento da taxa de cisalhamento, ou seja, este aditivo modifica a reologia do fluido, apresentando características pseudoplásticas que são de grande interesse para aplicação em fluidos de perfuração. Já os fluidos preparados com GX, como visto na Tabela 1, apresentaram comportamento de fluido dilatante.

Em ambos os casos, o índice de consistência (K) aumentou com o aumento da concentração de viscosificante, indicando um maior grau de resistência ao fluxo para maiores concentrações.

Seguindo o mesmo procedimento realizado para os fluidos com GX, foram obtidas curvas de histerese para os fluidos preparados nas concentrações de 2%, 4%, 6% e 8% de Atapulgita. Todas as curvas de histerese obtidas para os fluidos preparados com Atapulgita estão no ANEXO D.

O maior grau de tixotropia foi observado na curva de histerese para o fluido preparado com 8% de Atapulgita (Figura 25).

Figura 25 - Curva de histerese para o fluido de composição 60% n-Parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm) + Baritina + 8% de Atapulgita.



Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

Através das curvas de histerese, nota-se facilmente que estes fluidos apresentaram boa magnitude de tixotropia quando comparados aos fluidos preparados com GX, principalmente nas maiores concentrações de Atapulgita.

Os valores das magnitudes tixotrópicas dos fluidos preparados com Atapulgita, obtidas pelo software do Reômetro Haake Mars, estão mostrados na Tabela 4.

Tabela 4 - Grau de Tixotropia para os fluidos de composição 60% n-parafina + 25% Unitol30 + 15% Sol. Salina (35000 ppm) + Atapulgita em diferentes concentrações.

ATAP. (%)	Tixotropia (Pa/s)
2	178,7
4	237,4
6	240,8
8	506,3

Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

Realizando as transformações de unidades necessárias (Tabelas 5 e 6), é possível analisar os valores de viscosidade plástica e limite de escoamento obtidos para os fluidos preparados com GX e Atapulgita.

Considerou-se: 1 Pa = 2,09 lbf/100ft²

1 Pa.s = 10³ cP

Tabela 5 - Valores dos parâmetros viscosidade plástica (em cP) e limite de escoamento (em lbf/100ft²) do modelo de Bingham para os fluidos preparados com GX.

GX (%)	μ_p	τ_L
0,5	6,677	0,0797753
1	7,598	0,0317262
2	8,132	0,145046
4	9,371	0,273581
6	10,39	0,366586
8	10,53	0,414029

Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

Tabela 6 - Valores dos parâmetros viscosidade plástica (em cP) e limite de escoamento (em lbf/100ft²) do modelo de Bingham para os fluidos preparados com Atapulgita.

ATAP. (%)	μ_p	τ_L
2	7,177	0,394801
4	8,213	0,433675
6	9,449	0,499301
8	9,815	0,703703

Fonte: Elaborada pelo autor (2013).

É possível perceber que os fluidos preparados com GX apresentaram valores da propriedade de viscosidade plástica mais desejáveis para a sua aplicação como fluido de perfuração se comparados aos fluidos preparados com Atapulgita nas mesmas concentrações. Já os valores da propriedade de limite de escoamento apresentada pelos fluidos preparados com Atapulgita foram ligeiramente maiores que os valores para os fluidos preparados com GX.

5. CONCLUSÕES

Dentre os diagramas de fase obtidos com água destilada, foi possível perceber que a utilização do Unitol 20 e Uitol 30 proporcionou maiores regiões de microemulsão, além do que a região de microemulsão apresentada com a utilização do Unitol 80 foi com elevada concentração de tensoativo, o que encarece o sistema.

Quanto aos diagramas obtidos com solução salina, foi possível a obtenção de região de microemulsão com a concentração de NaCl de 35000 ppm, possibilitando com isso o desenvolvimento de um fluido base óleo dentro das condições mais adequadas ao campo.

Os ensaios reológicos mostraram que os fluidos preparados com Goma Xantana se comportaram, em quase todas as concentrações estudadas, como fluidos dilatantes, enquanto os fluidos preparados com Atapulgita apresentaram comportamento pseudoplástico.

Em relação à propriedade de tixotropia, foram obtidos maiores graus de tixotropia para os fluidos preparados com Atapulgita, além de ter sido notado o aumento do seu valor à medida que se aumentava a concentração de viscosificante.

As propriedades reológicas do fluido preparado utilizando-se o tensoativo Unitol 30 não se mostraram satisfatórias mesmo com a utilização dos viscosificantes Goma Xantana e Atapulgita, como foi possível notar através dos resultados obtidos de viscosidade plástica e limite de escoamento. Isso ocorreu porque o viscosificante não apresentou atuação significativa na fase contínua.

Apesar disso, os fluidos preparados com Atapulgita apresentaram características mais próximas das desejáveis para serem aplicados como fluidos de perfuração. Isso deve-se provavelmente ao fato da Atapulgita ser uma argila mais adequada a fluido salino, pois não tem suas propriedades reológicas alteradas pela presença de sal. Fato que não ocorre com a Goma Xantana, pois este polímero aniônico é sensível à presença de sal na composição do fluido.

REFERÊNCIAS

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API RP 13B-2: Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids**, 2005.

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

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14724: informação e documentação: trabalhos acadêmicos: apresentação**. Rio de Janeiro, 2011.

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 Adituações Poliméricas 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.

ATTWOOD, D.; FLORENCE, A. T. **Surfactants Systems: Their Chemistry, Pharmacy and Biology**. London: Chapman and Hall, 1985.

AUDIBERT-HAYET, A.; DALMAZZONE, C. **Surfactant system for water-based well fluids**. *Colloids and Surfaces A*, no 288, pp. 113-120, 2006.

BARROS NETO, E.L. **Extração de cobre utilizando microemulsões: otimização e modelagem**. Dissertação de Mestrado, UFRN. Natal: DEQ/PPGEQ, 1996.

BELLOCQ, A.M.; ROUX, D. **Phase diagram and critical behavior of a quaternary microemulsion systems**. *Microemulsion: structure and dynamics*. Boca Raton: CRC Press, 1987.

BOURGOYNE JR., A. T.; MILLHEIM, K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG JR., F. S. **Applied Drilling Engineering**. SPE Richardson, 1986.

BURKE, C.J. & VEIL, J.A., **Synthetic-Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses**, *Oil & Gas Journal* 27, 59-64 (1995).

CLASSIFICATIONS of Fluids Systems, *World Oil*, june, 2000, p. 87 -90.

Referências

- CAENN, R. & CHILLINGAR, G.V., **Drilling Fluids: State of the Art**, Journal of Petroleum Science and Engineering 14, 221-230 (1996).
- CRUZ, D. S.; SILVA, D. Z.; ALVES, M. O.; REZENDE, T. R. M.; GURGEL, A, **Efeito da Adição de Cotensoativo em diferentes Diagramas de Fases de Sistemas Auto-Organizáveis**
- DALTIN, D. **Tensoativos - Química, propriedades e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher. 2011.
- DANTAS, T. N. C.; MOURA, M. C. P. A.; DANTAS NETO, A. A.; PINHEIRO, F. S. H. T.; BARROS NETO, E. L. “**The use of microemulsion and flushing solutions to remediate diesel-polluted soil**”. Brazilian Journal of Petroleum and Gas. v. 1, n. 1, p. 26-33, 2007.
- DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.
- DIAZ, E., **Reologia aplicada a revestimentos de papel**. Curso de especialização em papel e celulose, 2002.
- ECONOMIDES, M. J.; WATTERS, L. T.; DUNN-NORMAN, S. **Petroleum Well Construction**. John Wiley & Sons Ltd., 1998.
- FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. **Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo – Parte I**. Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v.4.1, pp. 14-25, 2009.
- FERRAZ, A.I., **Manual de Engenharia dos Fluidos de Perfuração**, Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, Inc. Houston, Texas, 1977.
- FOX, ROBERT W. ; MCDONALD, ALAN T. **Introdução à Mecânica dos Fluidos**, 6. ed., LTC, 2005.
- FRIBERG, S.E., BOTHOREL, P. **Microemulsions: Structure and Dynamics**. CRC Press, Boca Raton, 1987.
- HOAR, T.P.; SCHULMAN, J.H. **Transparent water-in-oil dispersions: the oleopathic hydromicelle**. Nature, v.152, p.102-105, 1943.
- HUNTER, R.J. **Introduction to Modern Colloid Science**. New York: Oxford University Press, 1992
- LUMMUS, J.L. & AZAR, J.J., **Drilling Fluids Optimizati on 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, 2002a. p. 257

Referências

MACHADO, J.C.V., Fluido de Perfuração. Programa Trainees Petrobras – UM-BA/ST/EP 2002b.

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

MINATTI, E. **Um novo modelo para a interação entre polímeros neutros hidrossolúveis e surfactantes**. Tese de Doutorado. UFS, Florianópolis, 2005.

MITTAL, K.L. **Solution chemistry of surfactants**. v. 1, 1 ed., New York: Plenum Press, 1979.

NÓBREGA, G. A. S.; SILVA, L. A. T.; DANTAS NETO, A. A.; BARROS NETO, E. L.; DANTAS, T. N. C., **Obtenção de Líquido Dessecante Utilizando Microemulsão para Absorção de Hidrato Presente no Gás Natural**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2003.

QUEIROZ NETO, J.C. **Redução na pressão de rompimento da torta de filtração através de melhorias na composição do fluido de perfuração à base de polímeros**. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

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.

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.

ROSSI, C. G. F. T.; DANTAS, T. N. C.; DANTAS NETO, A. A.; MACIEL, M. A. M., **Tensoativos: uma abordagem básica e perspectivas para aplicabilidade industrial**. Universidade Rural, Rio Janeiro, v. 25, n.1-2, p. 73-85, 2006.

SANTANNA, V. C., **Obtenção e estudo das propriedades de um novo fluido de fraturamento hidráulico biocompatível**. 2003. p25. Tese (Doutorado em Engenharia Química). Curso de pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2003.

SCHRAMM, L. L. **Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry**. Cambridge University Press, Reino Unido. 2000.

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.

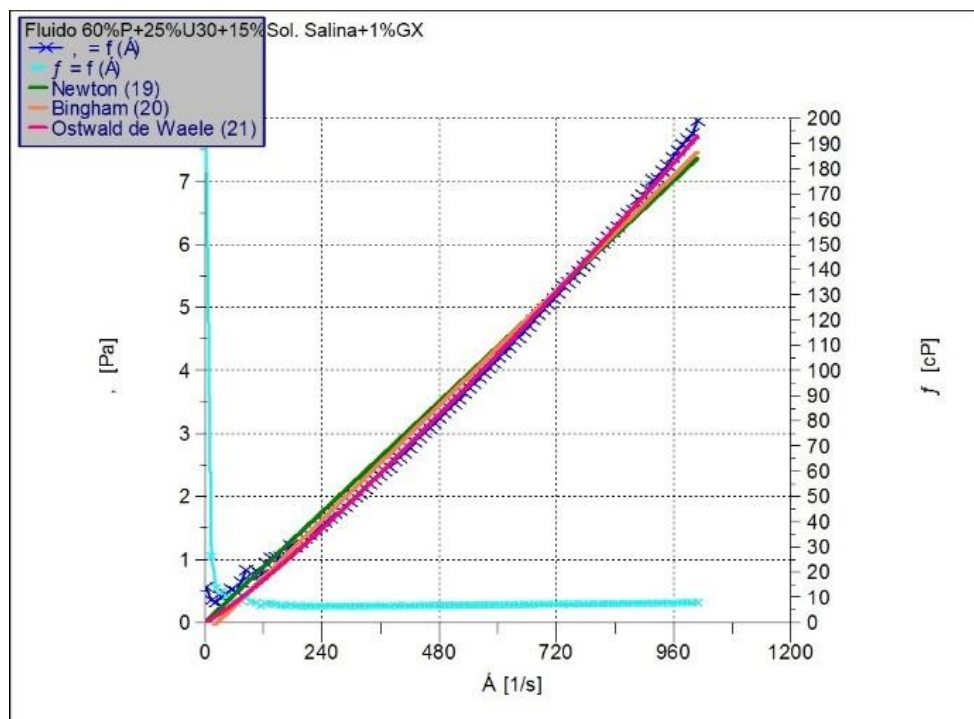
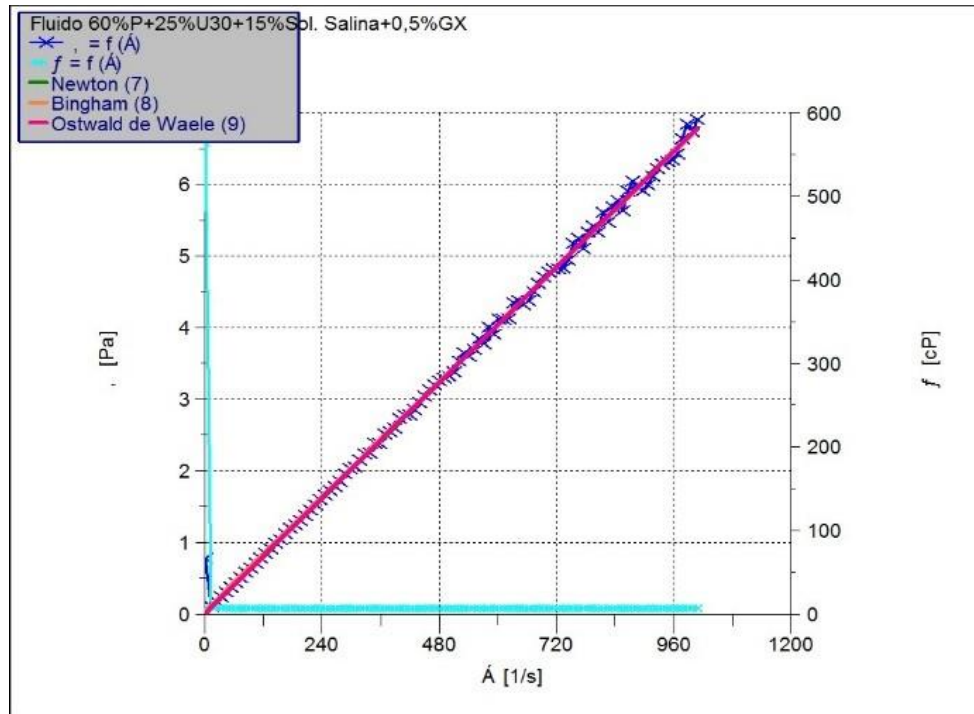
SCHULMAN, J. H.; ROBERTS, T. S., Trans Faraday Soc., N° 42B, p165, 1976. In: ROBB, I. D., **Microemulsions**. New York: Plenum, 1° ed., Press, 1982.

Referências

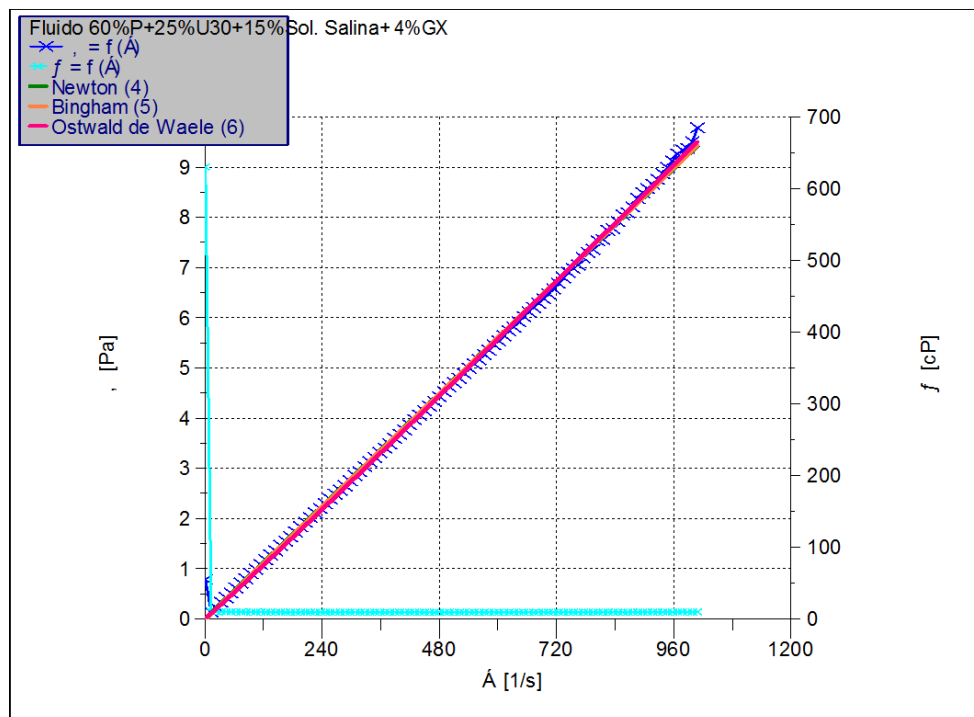
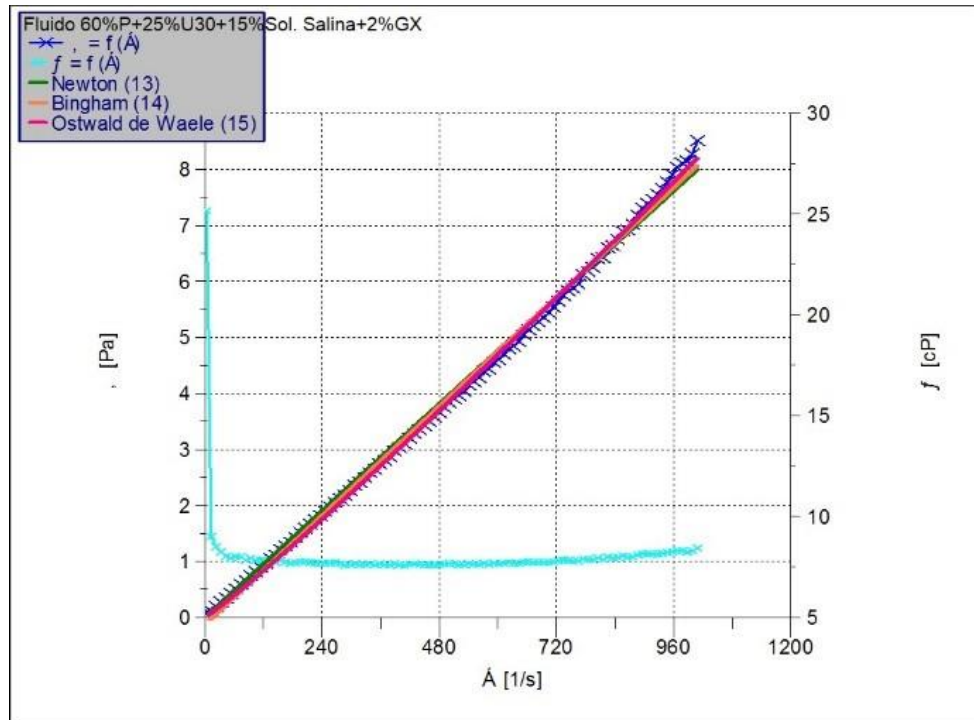
- SERRA, A.C.S., **A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos**. Rio de Janeiro: Tese (Doutorado) - UFRJ, 2003. 163p.
- SILVA, G.C.; ROSSI, C.G.F.T; DANTAS NETO, A.A.; DANTAS, T.N.C; FONSECA, J.L.C., **Characterization of wormlike micellar systems using DLS, rheometry and tensiometry**. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, v. 377, p. 35–43, 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 NETO, M. A., **Contribuição técnica de um sistema de emulsão inversa a base de óleos vegetais para fluidos de perfuração**. 2002. 105 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 2002.
- THOMAS J.E., organizador. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, PETROBRAS, 2001, 271p.
- 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.

Anexos

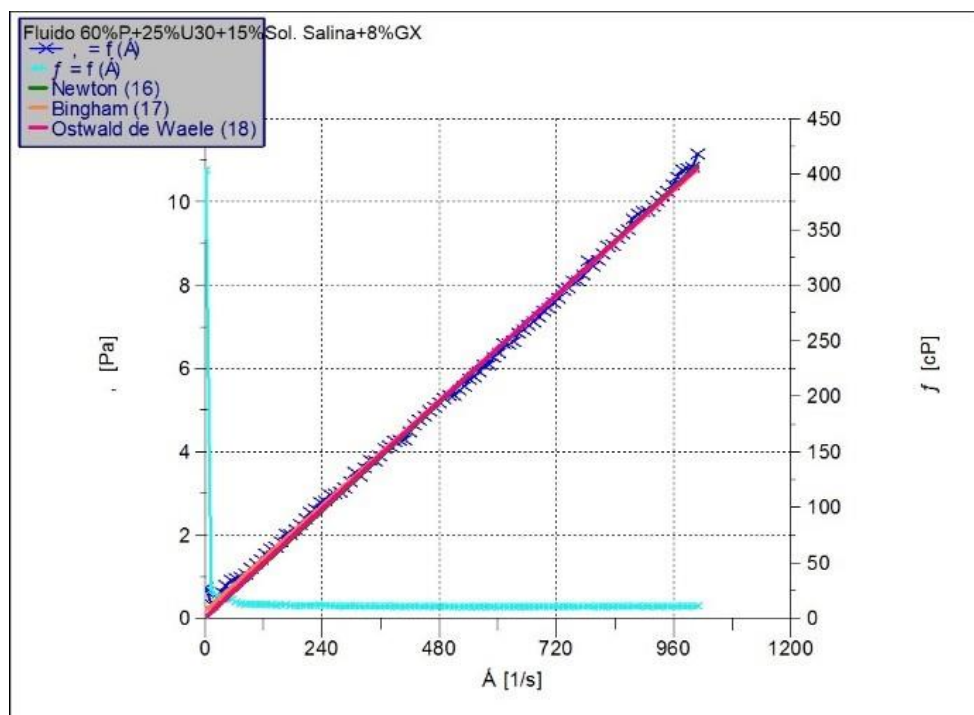
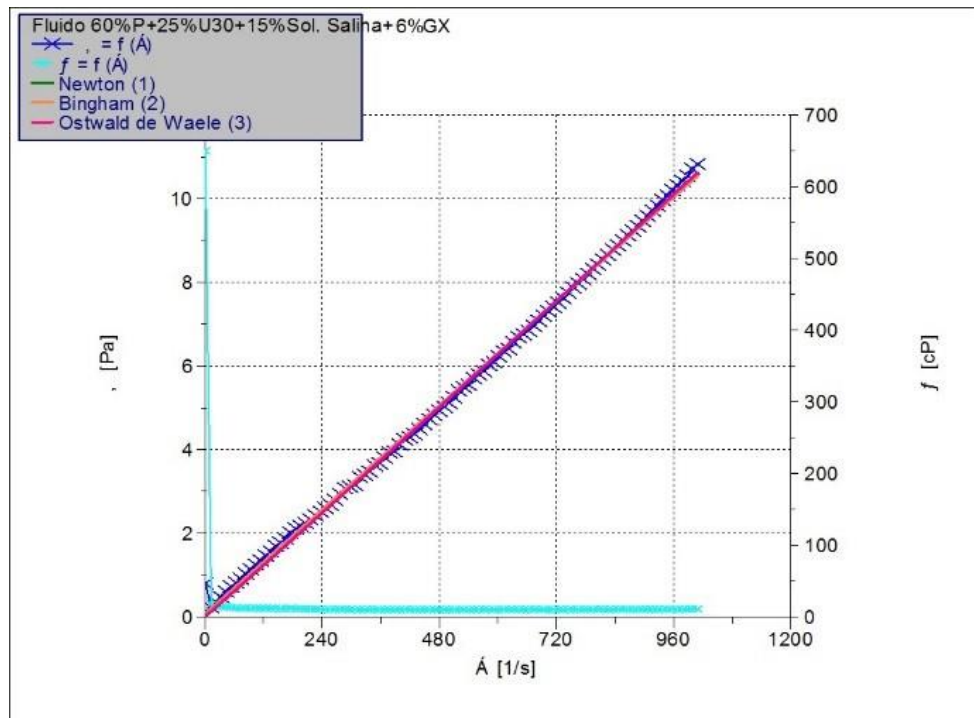
ANEXO A - Curvas de fluxo, viscosidade e aplicação dos modelos de Newton, Bingham e Ostwald de Waale para o fluidos preparados, respectivamente, com as concentrações de 0,5%, 1%, 2%, 4%, 6% e 8% de GX.



Anexos

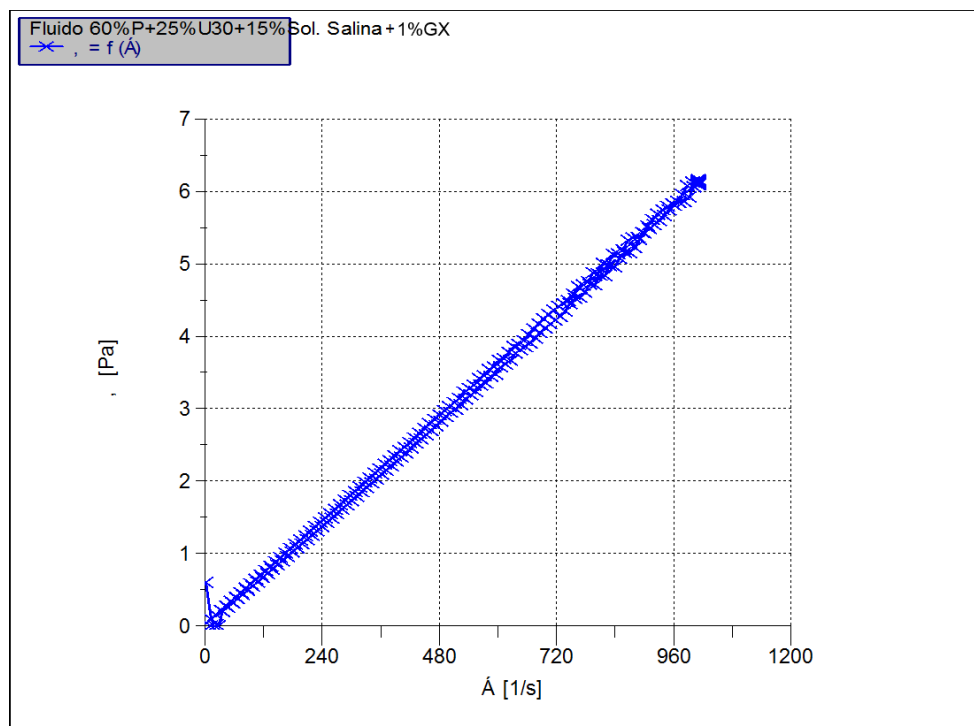
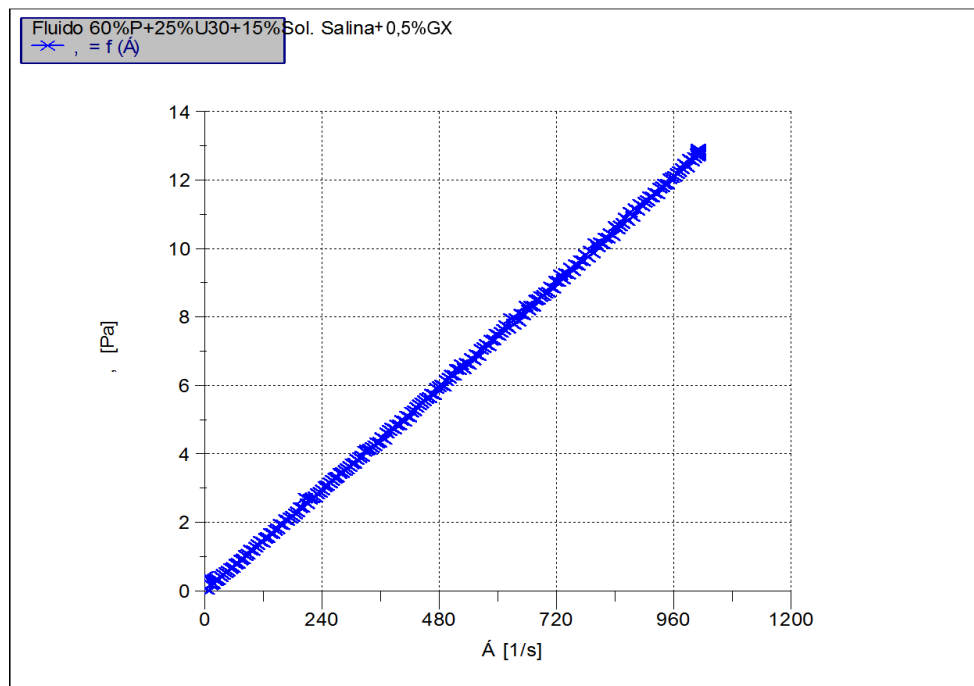


Anexos

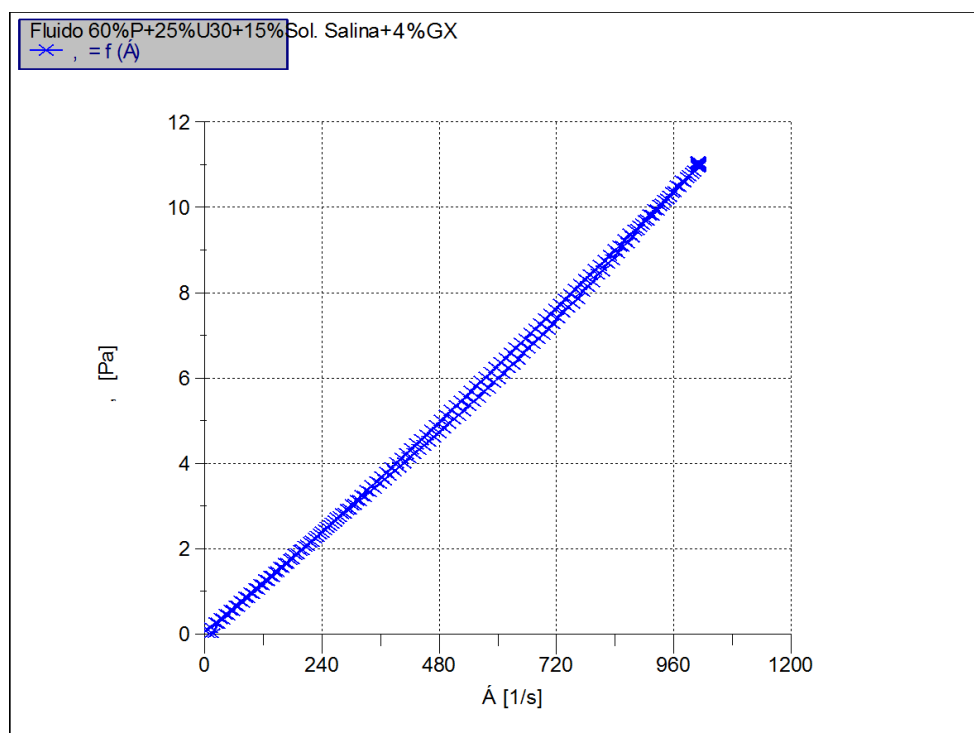
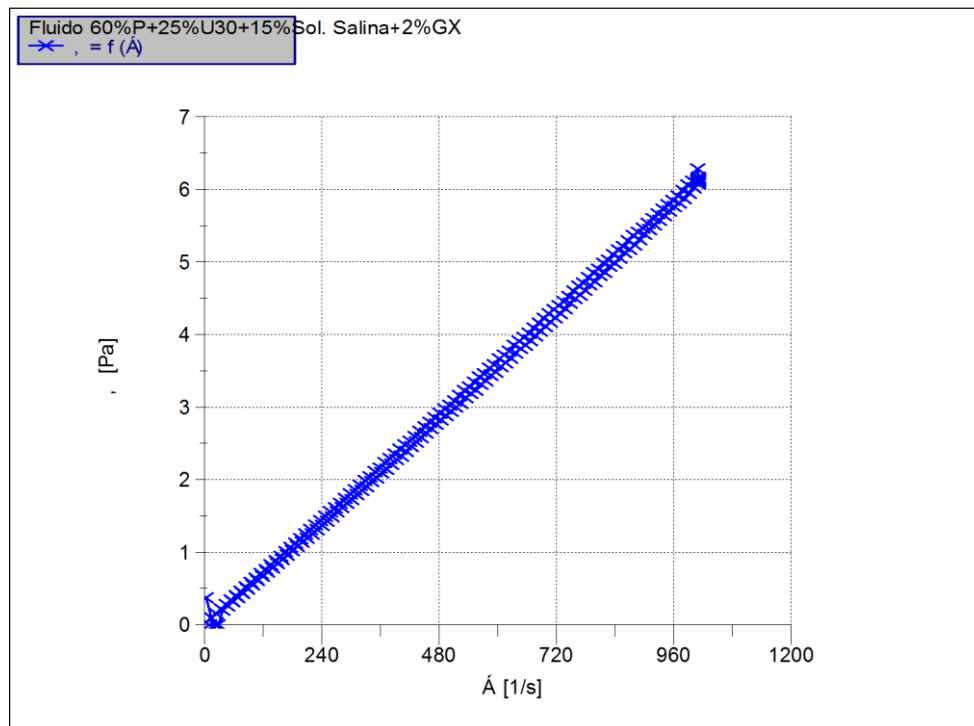


Anexos

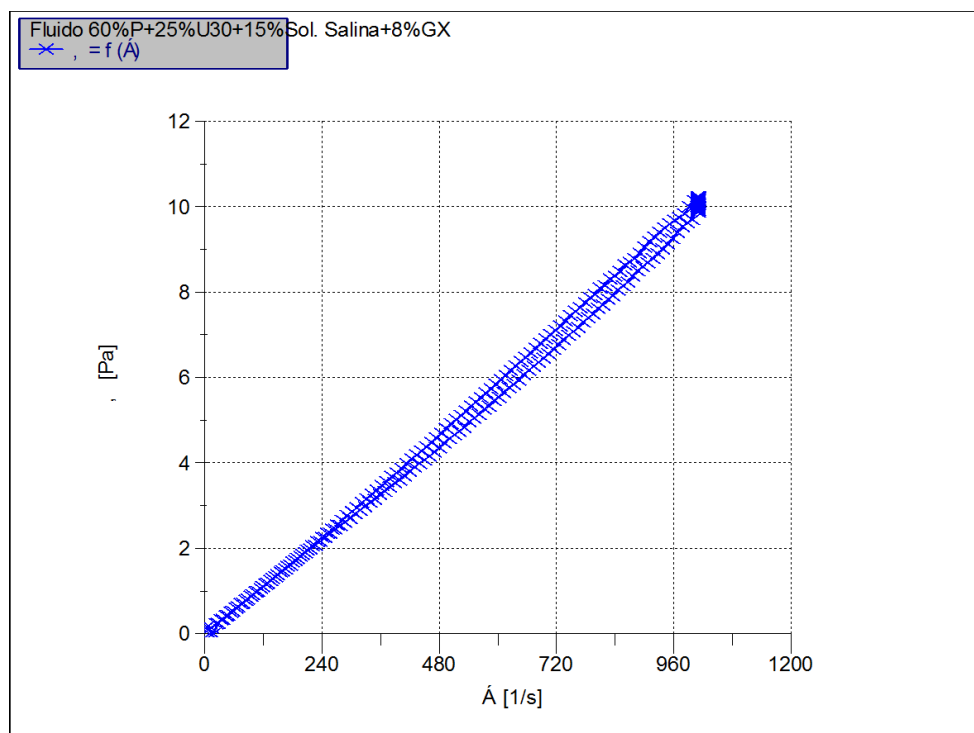
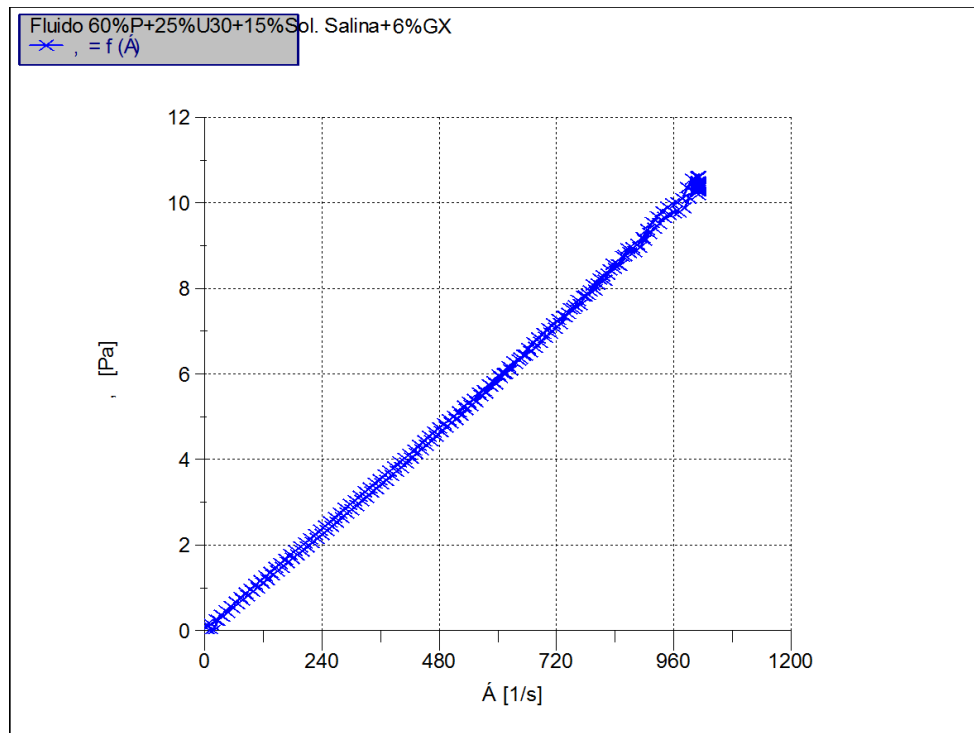
ANEXO B – Curvas de histerese para os fluidos preparados, respectivamente, com 0,5%, 1%, 2%, 4%, 6% e 8% de GX



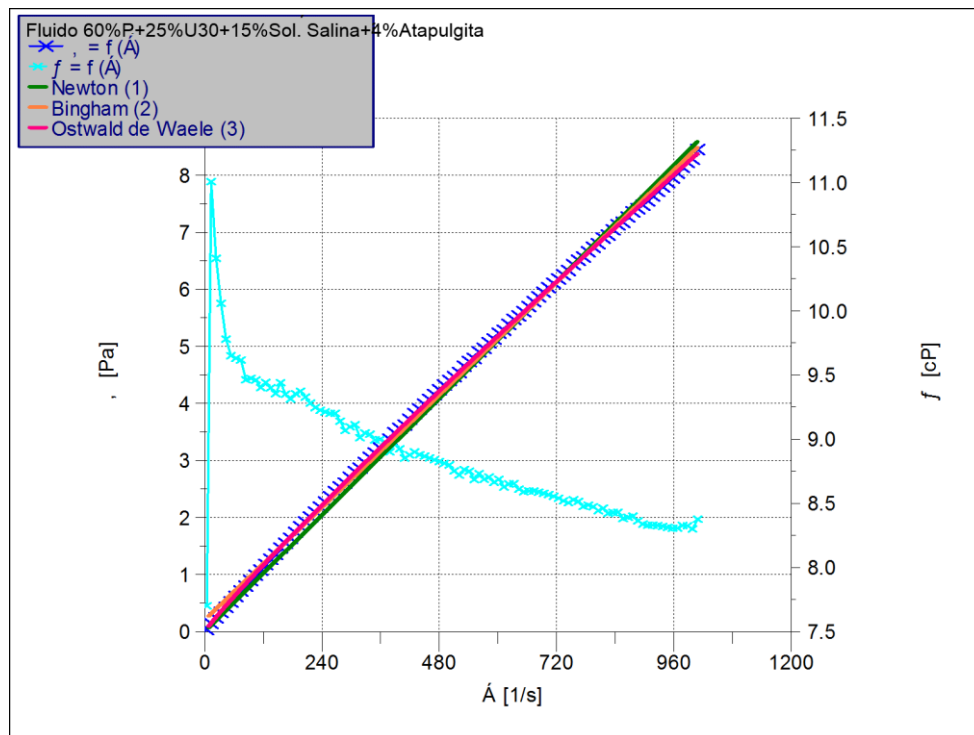
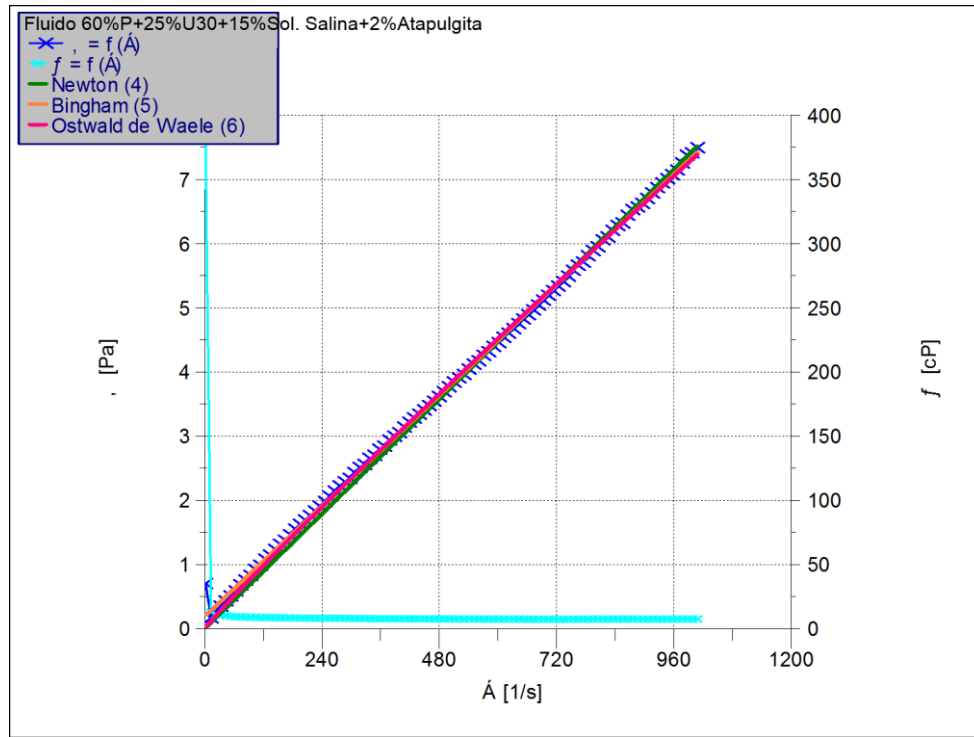
Anexos



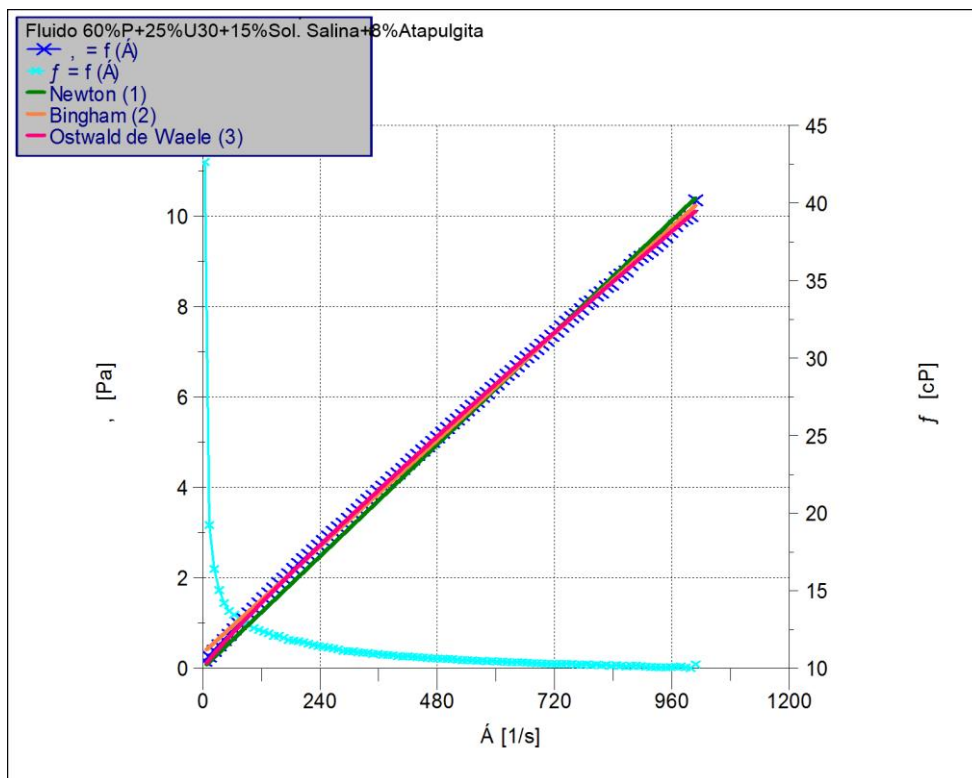
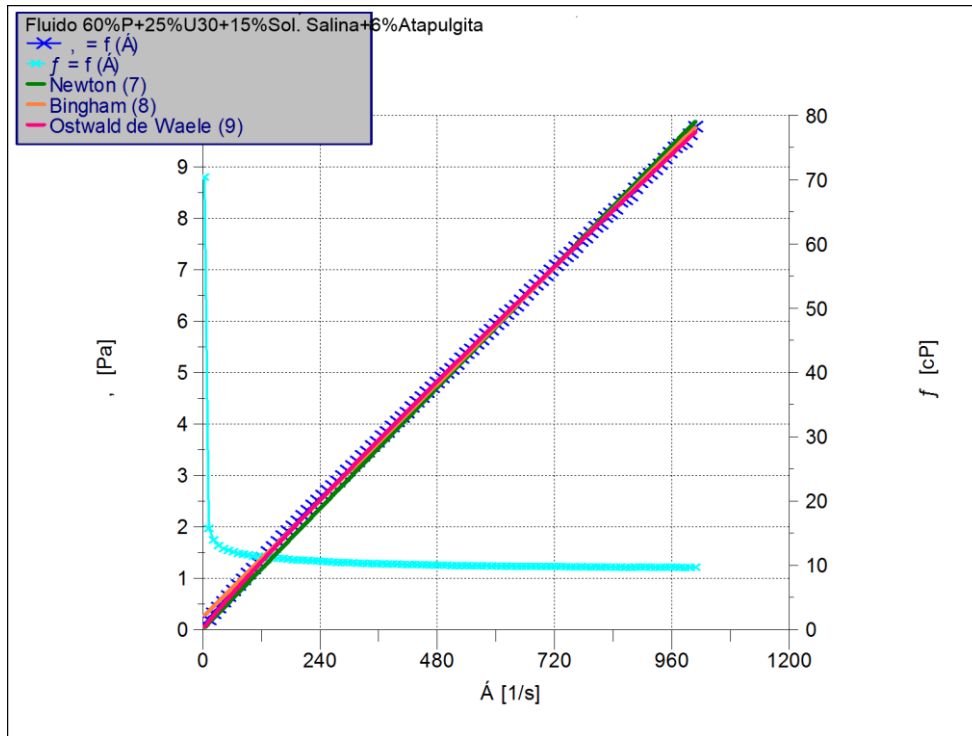
Anexos



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

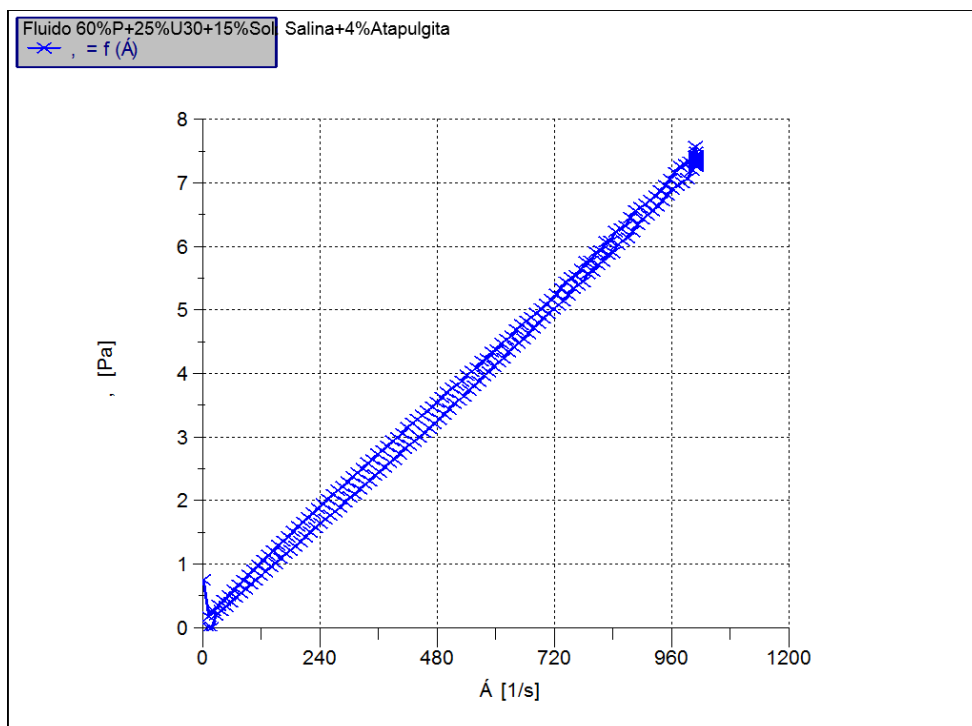
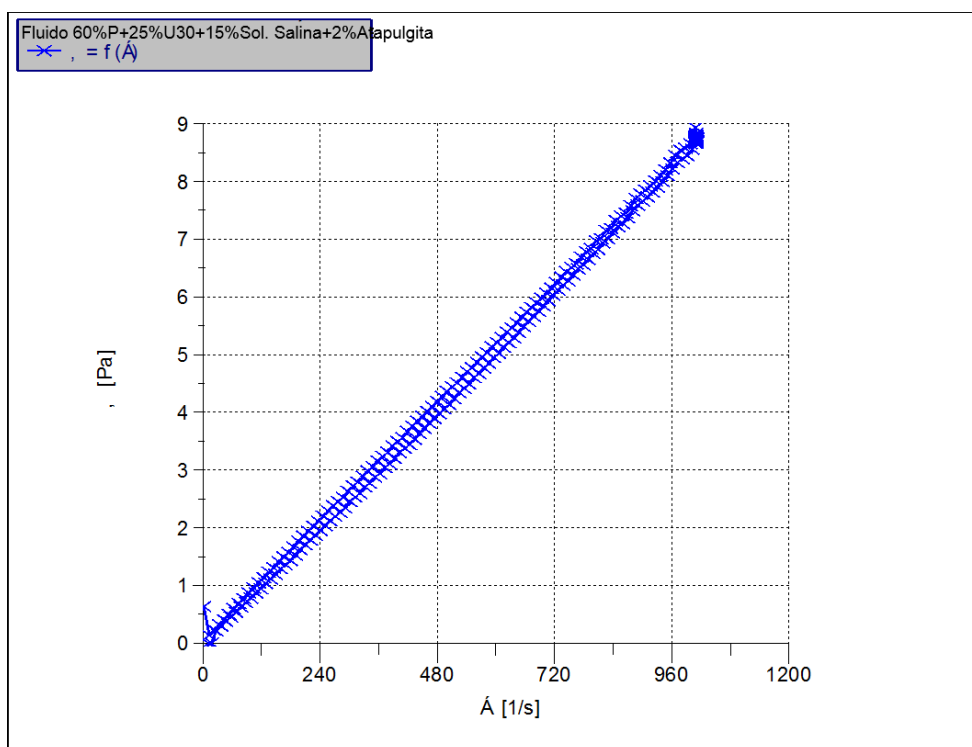


Anexos



Anexos

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



Anexos

