

## *Dissertação de Mestrado*

# **AVALIAÇÃO E MODELAGEM REOLÓGICA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO BASE ÁGUA**

**Klismeryane Costa de Melo**

**Natal, setembro de 2008**

**Klismeryane Costa de Melo**

**AVALIAÇÃO E MODELAGEM REOLÓGICA DE  
FLUIDOS DE PERFURAÇÃO BASE ÁGUA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre, sob a orientação do Professor Dr. Eduardo Lins de Barros Neto e co-orientação do Prof. Dr. Afonso Avelino Dantas Neto.

Natal / RN  
Setembro / 2008

Divisão de Serviços Técnicos  
Catalogação da Publicação na Fonte.  
UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede

Melo, Klismeryane Costa de.

Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água  
/ Klismeryane Costa de Melo. – Natal, RN, 2008.  
100 f. : il.

Orientador: Eduardo Lins de Barros Neto.

Co-orientador: Afonso Avelino Dantas Neto.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do  
Norte. Centro de Tecnologia. Departamento de Engenharia Química.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química.

1. Reologia – Dissertação. 2. Polímeros – Dissertação. 3. Fluido de  
perfuração – Dissertação. I. Barros Neto, Eduardo Lins de. II. Dantas  
Neto, Afonso Avelino. III. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 532.135(043.3)

**MELO, Klismeryane Costa de** – Avaliação e modelagem reológica de fluido de perfuração base água. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN.

**Orientador:** Prof. Dr. Eduardo Lins de Barros Neto

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

## RESUMO

A determinação do comportamento reológico dos fluidos de perfuração é de fundamental importância para se determinar a melhor composição e o melhor tratamento a ser aplicado nesses fluidos. Este trabalho apresenta um estudo sobre o comportamento reológico de aditivos utilizados como viscosificantes em fluidos de perfuração de base água. Os aditivos de estudo deste trabalho foram a Carboximetilcelulose (CMC), a Goma Xantana (GX) e a Bentonita. O objetivo principal foi caracterizar reologicamente suspensões compostas por esses aditivos, através da aplicação de modelos matemáticos para comportamento de fluxo de fluido, a fim de se determinar a melhor equação de fluxo que representa o sistema, bem como os parâmetros de modelo. Os modelos matemáticos aplicados foram o modelo de Bingham, o de Ostwald de Waale e o de Herschel-Bulkley. A fim de se verificar o efeito da hidratação dos polímeros e da argila na reologia do fluido realizou-se um estudo prévio do tempo de hidratação de cada aditivo. A caracterização reológica foi realizada através de ensaios de reologia, utilizando sistema de cilindros coaxiais, onde se obteve as curvas de fluxo e a magnitude tixotrópica de cada fluido. A reologia foi avaliada, também, em função da temperatura para cada um dos aditivos utilizados. Foi realizado, ainda, ensaios de estabilidade em função da concentração e do aditivo utilizado. Após análises de resultados misturas de polímero e argila foram formuladas com o objetivo de avaliar as modificações reológicas proporcionadas pela incorporação do polímero no sistema água+ bentonita. Os resultados obtidos mostraram que para fluidos preparados com CMC o modelo que melhor representou este sistema foi o de Ostwald de Waale e para os fluidos preparados com GX e Bentonita o modelo que melhor representou foi o de Herschel-Bulkley.

*Palavras chaves: fluido de perfuração, reologia, polímeros.*

---

**Data da defesa: 12 de setembro de 2008**

**Banca examinadora**

**Presidente:** Prof. Dr Eduardo Lins de Barros Neto – DEQ/UFRN

**Membros:** Prof. Dr Afonso Avelino Dantas Neto – DEQ/UFRN

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Tereza Neuma de Castro Dantas – DQ/UFRN

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Ana Catarina da Rocha Medeiros – UENF.

## ABSTRACT

The determination of the rheology of drilling fluids is of fundamental importance to select the best composition and the best treatment to be applied in these fluids. This work presents a study of the rheological behavior of some additives used as viscosifiers in water-based drilling fluids. The evaluated additives were: Carboxymethylcellulose (CMC), Xanthan gum (GX), and Bentonite. The main objective was to rheologically characterize suspensions composed by these additives, by applying mathematical models for fluid flow behavior, in order to determine the best flow equation to represent the system, as well as the model parameters. The mathematical models applied in this research were: the Bingham Model, the Ostwald de Wale Model, and the Herschel-Bulkley Model. A previous study of hydration time for each used additive was accomplished seeking to evaluate the effect of polymer and clay hydration on rheological behavior of the fluid. The rheological characterization was made through typical rheology experiments, using a coaxial cylinder viscosimeter, where the flow curves and the thixotropic magnitude of each fluid was obtained. For each used additive the rheological behavior as a function of temperature was also evaluated as well as fluid stability as a function of the concentration and kind of additive used. After analyses of results, mixtures of polymer and clay were made seeking to evaluate the rheological modifications provided by the polymer incorporation in the water + bentonite system. The obtained results showed that the Ostwald de Waale model provided the best fit for fluids prepared using CMC and for fluids with Xanthan gum and Bentonite the best fit was given by the Herschel-Bulkley one.

*Keywords: drilling fluids, rheology, polymers.*

---

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha mãe Cícera Costa, que sempre compartilhou dos meus ideais e os alimentou, incentivando-me a prosseguir na jornada, fossem quais fossem os obstáculos; sempre estando comigo, lutando, sofrendo e conquistando cada vitória ao meu lado.

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço Àquele de infinita bondade e sabedoria, ao meu mestre maior que me deu a vida, me fez sua imagem e semelhança e me concedeu mais essa graça... Deus.

Aos meus pais, Cícera Costa de Melo e Francisco Pinheiro de Melo, pela educação, pelo preparo para a vida, pelo orgulho que me proporcionam ao se orgulharem das minhas conquistas. Aos meus irmãos Wellington, Werton e Wilkson, pelas nossas diferenças, mas acima de tudo pela igualdade do amor que nos uni e nos faz família.

Ao Professor Dr Eduardo Lins de Barros Neto, não só pela orientação na execução deste trabalho, mas, principalmente pela amizade, apoio e incentivo dedicado desde o meu primeiro dia nesta instituição.

À Professora Dr<sup>a</sup>. Tereza Neuma de Castro Dantas e ao Professor Afonso Avelino Dantas Neto, não só pela troca intelectual no decorrer destes dois anos, mas também, pela confiança, pelos conselhos e pelo apoio e estímulo dado em momentos de angústias e lágrimas.

Aos alunos de Engenharia Química, bolsista PRH – ANP 14, André Moryama, Brunno Dantas, George Gonçalves e José Augusto Junior, pela dedicação e colaboração na realização deste trabalho.

Aos amigos e companheiros do Laboratório NUPEG e LTT: Paula, Kelly, Manoel, Érika, Alcides, Klebson e Liana. Obrigado pelas conversas sempre regadas de um bom café.

À Marcionila Oliveira e Iléia Bezerra, o tipo de amigas que podem ser chamadas de “pau pra toda obra”.

À Flamigos, em especial à Deciane Moura, Klaus Morais, Paulo Cesar Terto, Júlio Mendes e Marcelo Monte, pelas conversas altamente construtivas realizadas após cada jogo do Flamengo, que só eu sei o quanto me fizeram bem, no decorrer da elaboração deste documento.

À Petrobras, por fornecer os aditivos utilizados na formulação dos fluidos de perfuração. E a ANP-PRH14 pela ajuda financeira.

## SUMÁRIO

1 - Introdução .....	15
2 - Aspectos Teóricos .....	19
2.1 - Fluido de perfuração .....	19
2.2 - Classificação dos fluidos de perfuração .....	21
2.2.1 - Fluidos de base ar (gás, névoa ou espuma) .....	21
2.2.2 - Fluidos de base óleo .....	22
2.2.3 - Fluidos de base água .....	22
2.1.2 - Aditivos .....	25
2.1.3 - Propriedades dos fluidos de perfuração .....	32
2.2 – Reologia.....	35
2.2.1 - Modelo de Bingham ou plástico ideal.....	39
2.2.2 - Modelo de Ostwald Waale ou Fluido de Potência .....	40
2.2.3 - Modelo de Herschel-Bulkley .....	41
2.3 - Tixotropia.....	41
3 - Estado da Arte .....	45
4 - Metodologia experimental.....	52
4.1 - Materiais.....	52
4.1.1 - Aditivos .....	52
4.1.2 - Equipamentos .....	52
4.2 - Preparação dos fluidos .....	53
4.3 - Ensaio reológicos.....	54
4.5 - Ensaio de estabilidade .....	56
5 - Resultados e discussão .....	58
5.1 - Estudo do tempo de hidratação (CMC, GX e Bentonita) .....	58
5.2 - Estudo reológico do Carboximetilcelulose (CMC).....	60
5.2.1 - Influência da temperatura na reologia do fluido preparado com CMC.....	64
5.3 - Estudo reológico da Goma Xantana (GX) .....	66
5.3.1 - Influência da temperatura na reologia do fluido preparado com GX.....	70
5.4 - Estudo reológico da Bentonita .....	71
5.4.1 - Influência da temperatura na reologia do fluido preparado com Bentonita.....	73
5.5 - Estudo reológico de combinações de Bentonita + GX, Bentonita + CMC.....	74
5.6 - Estudo da estabilidade de fluidos .....	77
5.6.1- Fluidos aditivados com CMC.....	77

5.6.2 -Fluidos aditivados com Goma Xantana .....	79
5.8 - Estudo da estabilidade de fluidos preparados com Bentonita.....	81
6 - Conclusão.....	84
7 - Referências Bibliográficas .....	86

## Lista de Figuras

### Capítulo 2

Figura 2. 1 Ciclo do fluido de perfuração no poço.....	20
Figura 2. 2. Classificação dos fluidos de perfuração. Fonte: Pereira, 2008 .....	21
Figura 2. 3. Distância entre as laminas de argilas .....	27
Figura 2. 4. Estrutura química da bentonita.....	27
Figura 2. 5. Hidratação da montmorilonita sódica e cálcica. ....	28
Figura 2. 6. Estrutura polimérica linear (A), ramificada (B) e junta cruzada (C). Fonte: Pereira 2008a. ....	29
Figura 2. 7. Estrutura química da goma xantana. ....	30
Figura 2. 8. Estrutura química da celulose insolúvel. Fonte: Pereira, 2008b. ....	31
Figura 2. 9. Estrutura química do Carboximetilcelulose. Fonte: Pereira, 2008b. ....	31
Figura 2. 10. Representação gráfica do fluxo sob uma tensão cisalhante. ....	37
Figura 2. 11. Representação gráfica da taxa de cisalhamento no fluxo.....	37
Figura 2. 12. Curva de fluxo e de viscosidade para fluido Newtoniano. Fonte Diaz, 2002. ....	38
Figura 2. 13. Curva de fluxo e de viscosidade para fluido Não- Newtoniano. Fonte: Diaz 2002. ....	38
Figura 2. 14. Curvas de fluxo características dos modelos matemáticos. Fonte: Diaz 2002. ..	38
Figura 2. 15. Representação esquemática do fenômeno de tixotropia. ....	42
Figura 2. 16. Comportamento da viscosidade em fluidos tixotrópico. Fonte: Diaz, 2002. ....	43
Figura 2. 17. Histerese em fluidos tixotrópicos. Fonte: Diaz, 2002. ....	43

### Capítulo 4

Figura 4. 1. Agitador Hamilton Beach .....	53
Figura 4. 2. Representação esquemática do sistema de cilindros coaxiais.....	54
Figura 4. 3. Reômetro MARS.....	56
Figura 4. 4. Princípio de medição da estabilidade do fluido. ....	56

### Capítulo 5

Figura 5. 1. Curvas de fluxo para (A) 0,85 % de CMC, (B) 0,68% de GX e (C) 5% de Bentonita, em água, em função do tempo de hidratação. ....	58
Figura 5. 2. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da taxa de cisalhamento e.....	60

Figura 5. 3 (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley e (B) Histerese para fluido preparado com 0,17 % de CMC.....	61
Figura 5. 4. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley e (B) Histerese, para fluido preparado com 1,71% de CMC.....	62
Figura 5. 5. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da temperatura de operação ...	64
Figura 5. 6. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da taxa de cisalhamento e.....	66
Figura 5. 7. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley e (B) Histerese, para fluido preparado com 0,11% de GX .....	67
Figura 5. 8. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley (B) Histerese, para fluido preparado com 1,71% de GX . .....	68
Figura 5. 9. Histerese para fluido preparado com 0,34 % de GX.....	68
Figura 5. 10. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da temperatura de operação para um fluido preparado com 0,68% de GX.....	70
Figura 5. 11. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Herschell-Bulkley (B) Histerese para fluido preparado com 5,0 % GX .....	71
Figura 5. 12. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da temperatura de operação para 5% de bentonita dispersa em água.....	73
Figura 5. 13. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Herschell-Bulkley e (B) Histerese para fluido preparado com 2.0 % de bentonita + 0,68% de CMC . .....	74
Figura 5. 14. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Herschell-Bulkley e (B) Histerese para fluido preparado com 2.0 % de Bentonita + 0,17 % de GX.....	76
Figura 5. 15. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada .....	78
Figura 5. 16. Integral do total de NIR recebido de cada espectro colocado em função do tempo, para fluidos preparados com CMC.....	78
Figura 5. 17. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada .....	79
Figura 5. 18. Integral do total de NIR recebido de cada espectro colocado em função do tempo, para fluidos preparados com GX.....	80
Figura 5. 19. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada .....	81
Figura 5. 20. Integral do total de NIR recebido de cada espectro colocado em função do tempo, para fluidos preparados com Bentonita. ....	82

## Lista de Tabelas

### Capítulo 2

Tabela 2. 1. Componentes dos fluidos de base-água (Machado e Oliveira, 1986). .....	32
Tabela 2. 2. Equações de modelos matemáticos .....	39

### Capítulo 4

Tabela 4. 1. Aditivos utilizados no preparo dos fluidos de perfuração. ....	52
Tabela 4. 2. Equipamentos utilizados no decorrer do trabalho experimental.....	53
Tabela 4. 3. Concentração dos viscosificantes utilizados na preparação dos fluidos.....	54

### Capítulo 5

Tabela 5. 1. Valores dos coeficientes lineares e parâmetros dos modelos de Ostwald Waale e Bingham para os fluidos preparados com CMC.....	63
Tabela 5. 2. Valores de tixotropia, para os fluidos preparados com CMC.....	64
Tabela 5. 3. Valores de coeficiente linear e parâmetros do modelo de Ostwald Waale para um fluido preparado com CMC em função da temperatura. ....	65
Tabela 5. 4. Valores de tixotropia, para os fluidos preparados com GX.....	69
Tabela 5. 5. Valores dos coeficientes lineares e parâmetros dos modelos de Bingham de Ostwald Waale e Herschell-Bulkley para os fluidos preparados com CMC.....	70
Tabela 5. 6. Valores de coeficiente linear e parâmetros do modelo de Herschell-Bulkley de um fluido preparado com 0,82 % de GX em função da temperatura. ....	71
Tabela 5. 7. Valores de tixotropia, para as dispersões de bentonita em água.....	72
Tabela 5. 8. Valores dos coeficientes lineares e parâmetros do modelo de Herschell-Bulkley para dispersões de bentonita em água. ....	73
Tabela 5. 9. Valores de coeficiente linear e parâmetros do modelo de Herschell-Bulkley para fluxo para fluido preparado com 2,0 % de bentonita + 0,68% de CMC. ....	75
Tabela 5. 10. Valores de coeficiente linear e parâmetros do modelo de Herschell-Bulkley para fluxo para fluido preparado com 2.0 % de bentonita + 0,17 % de GX. ....	77

## Lista de abreviaturas e siglas

h	Altura
A	Área
F	Força
n	Índice de comportamento
K	Índice de consistência
$\tau_0$	Limite de escoamento
$\dot{\gamma}$	Taxa de cisalhamento
$\tau$	Tensão de cisalhamento
v	Velocidade
$\mu$	Viscosidade
$\mu_a$	Viscosidade aparente
$\mu_p$	Viscosidade Plástica

---

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO GERAL

---

# 1 – Introdução

Em perfurações de poços se faz necessário manter a estabilidade dos mesmos durante a perfuração. O método utilizado para manter o poço estável é a utilização de fluidos especialmente desenvolvidos para tal atividade. Estes fluidos são chamados de fluidos de perfuração e são circulados dentro do poço ao longo de todo o processo, a fim de garantir condições favoráveis e seguras para o sucesso da operação.

Este fluido consiste em uma fase dispersante e em uma fase dispersa (aditivos químicos). Os fluidos são classificados de acordo com a fase dispersante e pode ser base água, óleo ou gás. Eles têm um papel importante na perfuração e o seu desempenho está diretamente ligado as suas propriedades. Os aditivos são empregados na composição do fluido para fornecer estas propriedades, que são essenciais, e proporcionar, ao mesmo, condições de garantir uma perfuração segura e de qualidade.

Essas propriedades são freqüentemente monitoradas no campo e o seu controle é de fundamental importância. A alteração de uma delas, na maioria das vezes por incorporação de sólidos provenientes da formação, acarreta uma série de problemas em sua reologia, tais como: redução da taxa de penetração, reboco de baixa qualidade, alta densidade de circulação, dano a formação, entre outros. A avaliação dessas propriedades determinará o tratamento necessário para o fluido, que deve ser feito pela incorporação de aditivos ou diluição do sistema.

Cada aditivo é responsável por desempenhar uma função no decorrer da operação. Os componentes básicos do fluido são: meio dispersante (água, óleo ou gás), viscosificante, gelificante, alcalinizante, floculante, inibidor físico ou químico. A concentração de cada aditivo tem relação direta com cada uma das propriedades requeridas a ele.

O fluido que será objetivo desta pesquisa será a base água e propõe-se o estudo da influência de três aditivos utilizados como viscosificantes em fluidos de perfuração, avaliando-se o desempenho de cada um deles nas propriedades reológicas e na estabilidade do fluido. Os aditivos estudados serão: Bentonita, Goma Xantana (GX) e o Carboximetilcelulose CMC. Pretende-se com este estudo, contribuir com informações científicas relacionados ao tema, visando construir um banco de dados a respeito desse tema que servirá de base para

trabalhos futuros, bem como para aplicações tecnológicas, isto porque a maioria dos trabalhos em relação a este assunto é de ordem técnica.

A realização de um estudo científico, ou seja, estudo de comportamento de variáveis em função da presença de aditivos pode levar a possibilidade de se 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. Com esses resultados será possível transportar as informações obtidas para o campo com maior precisão e qualidade.

A carência de estudos científicos no tema proposto e a formação de recursos humanos especializados justificam plenamente a realização deste trabalho. Além disso, a construção de um banco de dados sobre a influência dos fluidos será de grande importância tecnológica.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Avaliar a tensão e a viscosidade em função da taxa de cisalhamento, visando estudar o efeito da concentração dos aditivos nos parâmetros reológicos citados.
- Aplicar as equações reológicas dos modelos matemáticos e modelar o comportamento reológico do fluido a fim de determinar um modelo ótimo para aplicação nos sistemas estudados.
- Avaliar a magnitude tixotrópica dos fluidos como função da composição e concentração dos aditivos.
- Estudar a influência dos aditivos viscosificantes poliméricos nas suspensões de bentonita.
- Avaliar a influência da concentração e do tipo de viscosificante na estabilidade do fluido de perfuração.

Para uma melhor compreensão, este trabalho está dividido em seis capítulos. Esta introdução corresponde ao Capítulo 1.

No Capítulo 2 são apresentados os aspectos teóricos referentes ao fluido de perfuração, incluindo tópicos como: classificação e propriedades. Faz parte deste capítulo também uma abordagem teórica sobre reologia.

O Capítulo 3, que compreende o estado da arte, aborda de uma forma geral a evolução e o desenvolvimento dos fluidos de perfuração, além de citar alguns trabalhos encontrados na literatura relacionados com o tema desta pesquisa.

No Capítulo 4 será apresentada a metodologia experimental utilizada para avaliação reológica dos viscosificantes. Será descrito, também, o procedimento de realização dos ensaios e os equipamentos utilizados para a execução dos mesmos.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos e as suas discussões e o capítulo 6 apresenta as conclusões a respeito das discussões deste trabalho.

---

## CAPÍTULO 2

### ASPECTOS TEÓRICOS

---

## 2 - Aspectos Teóricos

### 2.1 – Fluido de perfuração

O conceito de fluido de perfuração é encontrado de diferentes formas na literatura, podendo ser conceituado de uma forma mais geral, como no *Drilling Fluids Processing Handbook, 2005*. Nessa referência define-se como fluido de perfuração, todo líquido usado em uma operação de perfuração. Esse líquido é circulado, ou bombeado, da superfície até a broca, através do poço, retornando pelo anular.

Thomas *et al.* (2001) considera os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, produtos químicos, e por vezes até gases. Do ponto de vista químico, o fluido assume aspectos de dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Machado (2002a), diz ainda que do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamento de fluidos não-newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante.

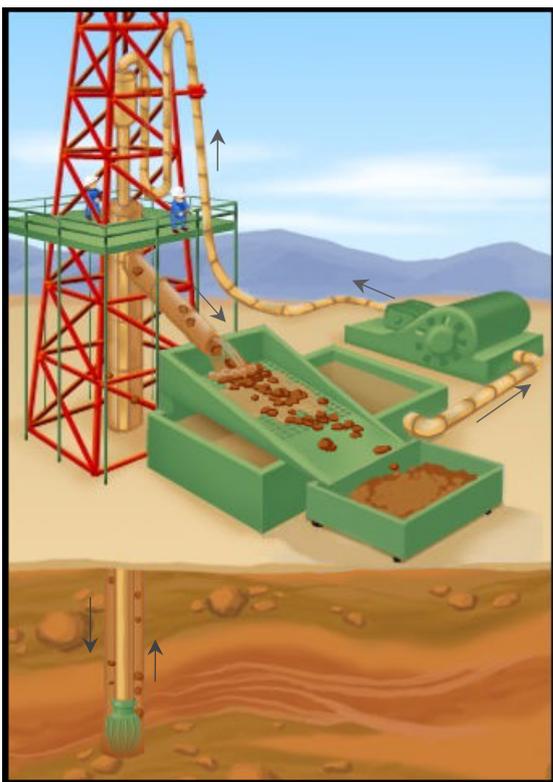
O fluido de perfuração está relacionado, direta ou indiretamente, com a maioria dos problemas na perfuração. Isto não quer dizer que este seja a causa ou a solução para todos os problemas de perfuração, porém, é a ferramenta que pode ser usada para aliviar situações problemáticas. A seleção e a aplicação do fluido de perfuração são fatores-chaves para o sucesso de toda a operação da perfuração (Annis e Smith, 1996).

Problemas de instabilidade de poços na indústria de petróleo, no que diz respeito à perfuração, são muito comuns quando folhelhos são atravessados, levando a um aumento de custos de perfuração e atrasos no cronograma. Essas instabilidades, muitas vezes, são resultado da interação do fluido de perfuração com a rocha. Alguns desses problemas podem ser: aprisionamento da coluna de perfuração, encerramento de brocas, desmoronamento das paredes da formação (formando cavernas), redução do diâmetro do poço e dispersão de cascalhos (Duarte, 2004).

Segundo Thomas *et al.* (2001), os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Assim, é desejável que o fluido apresente as seguintes características: ser estável quimicamente, estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, manter os sólidos em

suspensão quando estiver em repouso, ser inerte em relação a danos às rochas produtoras, aceitar qualquer tratamento, físico e químico, ser bombeável, apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação, facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço e, finalmente, apresentar custo compatível com a operação.

As funções principais dos fluidos de perfuração são: limpar, resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração, controlar as pressões das camadas a serem perfuradas, de modo a impedir o influxo dos fluidos nelas existentes, trazer para a superfície os cascalhos gerados durante a perfuração, evitar a decantação dos cascalhos durante as paradas na circulação, estabilizar as paredes do poço através de mecanismos físico-químicos, transmitir potência hidráulica à broca, minimizar ou reduzir a corrosão da coluna de perfuração e dos equipamentos de superfície de sonda, transmitir para a superfície dados de parâmetros de perfuração (Petrobras, 1991).



A maior parte do fluido utilizado em uma operação de perfuração é recirculado 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 da broca, chegando às peneiras vibratórias, onde se inicia a fase de tratamento de sólidos.

A Figura 2.1 mostra a representação simplificada do ciclo do fluido no poço.

Figura 2. 1 Ciclo do fluido de perfuração no poço.  
Fonte: <http://www.slb.com>

## 2.2 - Classificação dos fluidos de perfuração

Os fluidos podem ser classificados segundo o constituinte principal da fase contínua (ou dispersante) em fluidos de base aquosa (ou base água) e fluidos de base não-aquosa. São tradicionalmente classificados, como fluidos base gás, fluidos base óleo ( emulsões) e fluidos base água (Figura 2.2). Uma nova classe de fluidos de perfuração encontra-se em desenvolvimento: os sintéticos.

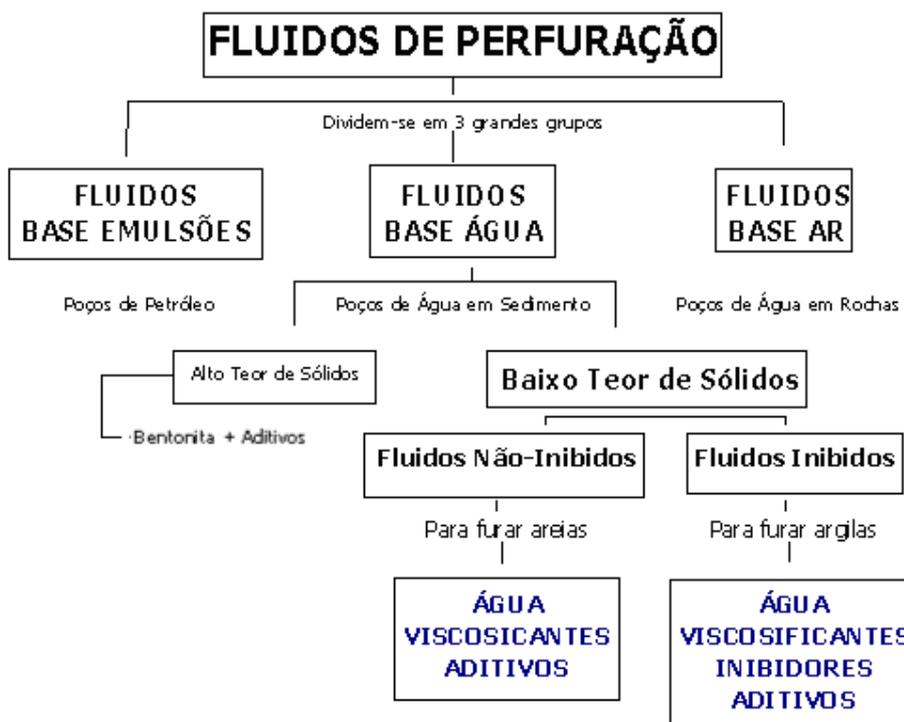


Figura 2. 2. Classificação dos fluidos de perfuração. Fonte: Pereira, 2008

De acordo com Darley e Gray, (1988), nos fluidos de base água têm-se partículas sólidas suspensas em água, e o óleo pode ser emulsionado na água, nos casos em que a água é denominada como a fase contínua. Nos fluidos de base óleo, os sólidos são suspensos em óleo, e a água pode ser emulsionada no óleo, no caso do óleo ser a fase contínua. Nos fluidos de base gás os cortes perfurados são removidos pelo fluxo de ar ou gás natural em alta velocidade. Agentes espumantes são adicionados para remover os menores influxos de água.

### 2.2.1 Fluidos de base ar (gás, névoa ou espuma)

Fluidos de base ar, gás, névoa ou espuma, são os chamados fluidos pneumáticos. A utilização de um fluido circulante de ar, gás natural, gás inerte ou misturado com água, tem vantagens econômicas em áreas de rochas duras, onde há pouca chance de se 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 apud Silva Neto 2002).

Fluidos com espuma são fabricados por injeção de água e agentes espumantes dentro da corrente de ar ou gás, criando uma viscosidade e uma espuma estável. Os fluidos aerados são fabricados por injeção de ar ou gás no interior de um fluido a base de gel. Esse propósito visa reduzir a pressão hidrostática para prevenir perdas de circulação em zonas de baixa pressão e, efetivamente, aumentar a taxa de penetração (Silva Neto, 2002).

### **2.2.2 Fluidos de base óleo**

Os fluidos são ditos de base óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, composta de uma mistura de hidrocarbonetos líquidos. Suas características principais são baixíssima 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, resistência a temperaturas elevadas, apresentando propriedades reológicas e filtrantes controláveis até 500°F, alto índice lubrificante ou baixo coeficiente de atrito, baixa taxa de corrosão, intervalo amplo para variação da massa específica, isto é, desde 7,0 lb/Gal, densidade do óleo diesel, até cerca de 20,0 lb/Gal, nos sistemas adensados com baritina (Machado, 2002b).

O fluido de base óleo foi por muito tempo largamente utilizado em função da sua elevada eficiência como inibidor de corrosão. Entretanto, um dos grandes problemas desse fluido é o seu descarte no meio ambiente, pois seus compostos, por serem ricos em diesel e óleos minerais, tendem a persistir por muitos anos nos meios marinhos (Duarte, 2004). Além dos problemas ambientais, o fluido de base óleo apresenta custos muito elevados em relação ao fluido de base água, sendo este um dos fatores decisivos para a substituição dos fluidos de base óleo pelos de base água, quando a formação perfurada aceita a água como fase dispersante do fluido.

### **2.2.3 Fluidos de base água**

Stefan (1950 apud Pérsio, 1992), diz que os fluidos de base água constituem-se de fase dispersa (argila + partículas densas para aumentar a massa específica do fluido) e fase dispersante (água). Contêm, ainda, outras partículas sólidas (areia, mica e carbonatos) e diversos sais em solução, de acordo com a natureza da argila e da água que são utilizadas.

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 provocam sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o fator principal no controle das propriedades desses fluidos (Machado, 2002b).

Nesses fluidos a fase contínua é água doce, dura ou salgada.

- Água doce é toda água com menos de 1000ppm de NaCl equivalente. Para fins industriais não necessita de tratamento prévio.
- Água dura caracteriza-se pela presença de sais de Ca e Mg na sua composição, podendo alterar as características dos aditivos químicos utilizados no fluido.
- Água salgada: deve possuir salinidade superior a 1000ppm de NaCl equivalente. Pode ser natural, como a água do mar, ou salgada artificialmente com NaCl, KCl ou CaCl<sub>2</sub>.

Os fluidos de base água são absoluta maioria, pois são mais baratos, de tratamento mais simples, apresentam menos riscos de poluição, afetam menos a taxa de penetração, detectam mais facilmente a presença de gás e não restringem a corrida de perfis geológicos.

#### **2.2.4.1 – Classificação dos Fluidos a Base Água**

Segundo Lumus e Azar (1996, apud Duarte 2004), os fluidos base água podem ser classificados em:

- **Fluido de Abertura**

São fluidos de alta viscosidade, compostos pela bentonita e atapulgita. São utilizados para permitir um fácil carreamento das partículas, com o intuito de limpar os poços de grandes diâmetros. São usados para permitir a entrada do tubo condutor. Esses fluidos são descartados após a retirada do tubo condutor devido à contaminação do material cimentante.

- **Bentonitas**

A bentonita, antes da sua utilização, deve ser previamente tratada quimicamente e hidratada para reduzir o seu potencial de contaminação. São usadas para aumentar as

propriedades reológicas do fluido. O desempenho da lama bentonítica depende da concentração de cloreto de sódio presente na solução, que não deve exceder a 10000ppm.

- **Fosfatos**

São produtos químicos inorgânicos usados como dispersantes de fluidos. O mais utilizado é o pirofosfato de sódio. Sua grande desvantagem reside na sua incapacidade de reduzir a perda dos fluidos, além de não serem estáveis a temperaturas maiores que 66 °C, o que dificulta a sua utilização em poços profundos.

- **Fluidos gel-químicos**

Os fluidos gel-químicos são similares em aplicabilidade aos fosfatos, mas podem ser usados em grandes profundidades devido a sua elevada estabilidade quando submetidos a elevadas temperaturas. Estes fluidos são misturas de bentonitas, cascalhos e pequenas concentrações de agentes dispersantes, como os quebrachos, lignosulfonatos e lignitos. O pH dessas soluções variam em torno de 8,5 a 10,5 por causa da soda cáustica que é necessária para ativar os agentes dispersantes. Os lignitos e lignosulfonatos podem ser usados para sistemas de fluidos com densidades variadas a temperaturas de até 135°C. Os lignitos são mais estáveis que os lignosulfonatos a elevadas temperaturas e são mais eficientes como agente de controle de perda de filtrado enquanto que os lignosulfonatos são melhores agentes dispersantes. Por essas razões, esses fluidos são mais indicados para perfurações a altas temperaturas e pressões.

- **Polímeros não-dispersantes / baixos sólidos**

São compostos por água, bentonita e polímeros. A argila contida nesse tipo de lama é pequena, pois o polímero, associado com a bentonita, reduz em 50% a quantidade de bentonita necessária para produzir alterações satisfatórias nas suas propriedades reológicas. Além disto, os polímeros floculam e envolvem os sólidos dispersos, resultando em uma remoção eficiente destes sólidos. O objetivo desse sistema é reduzir a quantidade de sólidos argilosos, pela combinação de mecanismos químicos e mecânicos, resultando em uma taxa elevada de penetração do fluido na rocha. Em compensação, sistemas dispersantes são usados para tolerar altas concentrações de sólidos argilosos através da desintegração química em finas partículas que normalmente mantêm a viscosidade com valores aceitáveis, mas que resulta em uma pequena taxa de penetração. Polímeros não dispersantes são muito estáveis a altas temperaturas (204°C) e podem possuir densidade de até 2156,92 kg/m<sup>3</sup> (18 lb/gal).

Entretanto, eles não toleram contaminação que exceda a 10000 ppm. (1%) ou contaminação por cálcio que exceda a 100 ppm. (0,01%).

- **Fluidos salinos**

Utiliza-se como base para estas soluções tanto a atapulgita quanto a bentonita pré-hidratada. Goma e carboximetilcelulose sódica são utilizadas para o controle da perda do filtrado. As soluções salinas são utilizadas para a estabilização de perfurações sobre rochas salinas, como as rochas carbonáticas, anidriticas (ricas em sulfato de cálcio) e em formações problemáticas de folhelhos. A salinidade deve variar de 10.000 ppm até a saturação. Os sais presentes podem vir da água do mar, do sal adicionado na superfície e das formações perfuradas. Vários tipos de sais são usados para estes fins, como o cloreto de sódio, cloreto de magnésio, cloreto de cálcio e o cloreto de potássio. Alguns fluidos salinos são preparados com polímeros que aumentam a viscosidade da água.

### **2.1.2 – Aditivos**

A literatura registra que o uso de aditivos, como tentativa de controlar as propriedades de um fluido de perfuração, ocorreu pela primeira vez no ano de 1921. (Darley e Gray, 1988).

Dentre os materiais usados como aditivos em fluidos de perfuração, tem-se as argilas, os polímeros, os sais, os tensoativos, etc. Cada tipo de aditivo é responsável por desempenhar uma propriedade no fluido.

A água é o mais importante componente envolvido na tecnologia de fluido de perfuração base água. Em todos os outros momentos, no desenvolvimento da operação, água é o maior componente (pelo volume) do fluido de perfuração. Sempre que um fluido de base água tem que ser substituído por um de base óleo, a água continua a desempenhar um importante papel no fluido de perfuração (Darley e Gray, 1988).

#### **- Adensantes**

A barita é um mineral de massa específica em torno de  $4,2 \text{ g/cm}^3$ , Annis e Smith (1974), descrevem a barita como um mineral de ocorrência natural, que é triturado de acordo com especificações do Instituto Americano de Petróleo (API). É predominantemente composto de sulfato de bário, mas contém algumas impurezas. As impurezas variam dependendo da fonte do minério, porém, estes são materiais predominantemente inertes, como o quartzo. O sulfato de bário puro é branco, mas as impurezas fazem com que a barita seja

cinzenta ou cor-de-rosa. Entretanto, a cor não é indicativa da pureza ou da qualidade da barita. Darley e Gray (1988), apresentam uma lista de materiais de granulometria diferentes que possuem densidades maiores que a da água, dentre eles: barita, calcita e dolomita.

#### **- Inibidores de formações argilosas**

Os sais são usados como inibidores de formações ativas. Segundo Pereira (2008), os sais de cloreto possuem baixo custo e, em altos teores, ação inibidora. Porém, agravam a densidade do fluido e degradam polímeros que perdem em viscosidade. Os sais de cálcio comprometem ainda mais esta relação. A alternativa é utilizar produtos muito reativos que otimizem a eficiência. De acordo com as características próprias de cada material será definida sua função. Podemos dividir os inibidores em Polietrólitos de Baixo Peso Molecular, Polietrólitos de Alto Peso Molecular e Dispersantes Químicos. Os primeiros e os últimos são conhecidos como afinantes, isto é, reduzem a viscosidade do fluido – os de baixo peso fazem controle reológico com inibição das argilas hidratáveis das formações perfuradas e os dispersantes entram nas etapas de desenvolvimento e limpeza do poço. Os sais de potássio são a exceção – servem para todas as funções. A principal falha do cloreto de potássio se deve a sua inabilidade em prevenir a invasão do filtrado e da pressão de penetração da fluido nos folhelhos (Duarte, 2004).

#### **- Viscosificantes**

##### ✓ Argilas

As argilas são agregadas em pacotes laminares como um baralho de cartas, (Figura 2.3). Cada lâmina mede 10Å, ou seja, cada milímetro comporta 1 milhão lâminas. Se pudessem ser espalhadas uma ao lado da outra, as lâminas presentes em 1 g de argila ocupariam área de 750 m<sup>2</sup>. Ao entrarem em contato com água, os pacotes de argila vão se separando à medida que a água penetra entre as camadas. Este efeito é chamado de dispersão – a separação das lâminas aumenta sua área de superfície exposta com as cargas atraindo as moléculas de água criando o efeito gel (Pereira, 2008).

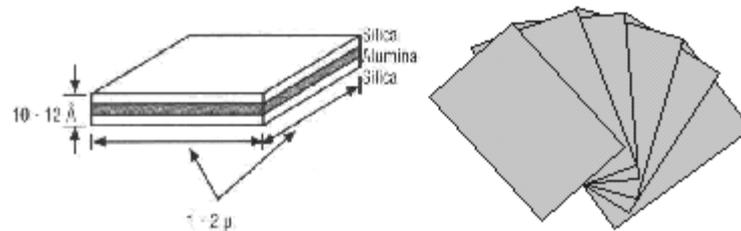


Figura 2. 3. Distância entre as lamina de argilas e sua agregação em forma de baralho. Fonte: Pereira, 2008.

Bentonita (Figura 2.4) é o nome genérico da argila composta predominantemente pelo argilomineral montmorilonita (55-70%), do grupo das esmectitas, independentemente de sua origem ou ocorrência. As esmectitas possuem como características principais o alto poder de inchamento, até 20 vezes seu volume inicial, atingindo espaços interplanares de até 100 Å, alta área de superfície (até 800 m<sup>2</sup>/g), capacidade de troca catiônica (CTC) na faixa de 60 a 170 meq/100g e tixotropia. Estas características conferem à bentonita propriedades bastante específicas, que têm justificado uma vasta gama de aplicações nos mais diversos segmentos (Oliveira, 2008).

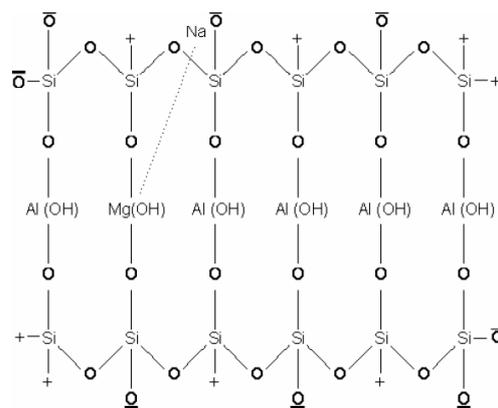


Figura 2. 4. Estrutura química da bentonita.  
Fonte: Lummus e Azar (1986) apud Amorim (2003).

Segundo Lummus e Azar (1986) apud Amorim (2003), a hidratação de argilas bentoníticas é também resultante das forças de cisalhamento aplicadas às dispersões. Essas forças quebram as ligações químicas das estruturas das argilas, resultando na exposição de valências positivas dos átomos de sílica, negativas dos átomos de oxigênio, ou ambas, dependendo de onde ocorra a quebra. Os íons adsorvem maior quantidade de água, promovendo assim uma maior delaminação das camadas de argila. Esta água adsorvida é chamada de “água de ligação quebrada” e promove diminuição da água livre disponível. Este

fenômeno justifica a aplicação de elevadas taxas de cisalhamento quando do preparo de fluidos de bentonita e explica o porquê da viscosidade desses fluidos aumentarem quando o cisalhamento é aplicado.

Quando o cátion associado à estrutura da argila é o cálcio, o inchamento interlamelar varia de 11,8 Å, quando em estado seco, a um máximo de 18,0 Å. A diferença no inchamento das montmorilonitas sódicas e cálcicas deve-se a força de atração entre as camadas, que é acrescida pela presença do cálcio, reduzindo a quantidade de água que poderá ser adsorvida, enquanto que o cátion sódio provoca uma menor força atrativa, permitindo que uma maior quantidade de água penetre entre as camadas, e seja então adsorvida Lummus e Azar (1986) apud Amorim (2003). Esta diferença está representada na Figura 2.5.

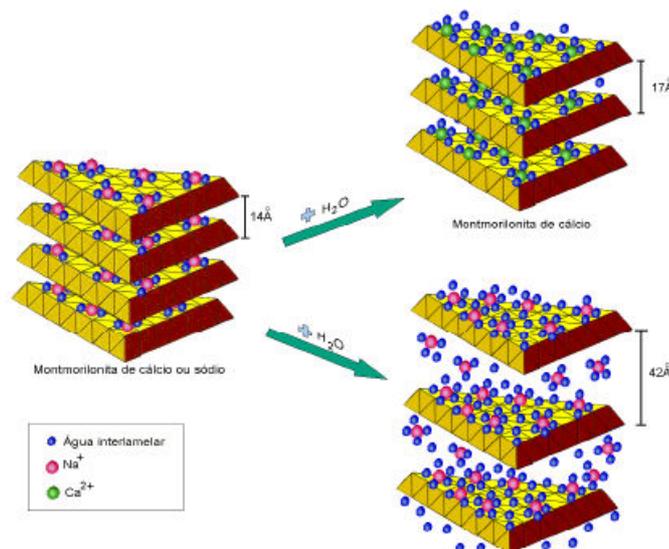


Figura 2. 5. Hidratação da montmorilonita sódica e cálcica.

Fonte: Amorim, 2007

### ✓ Polímeros

Polímeros são usados em fluidos de perfuração desde o ano de 1930, quando foi introduzido como aditivo para controle de filtrações (perdas da fase contínua, isto é, da base água do fluido, em formações permeáveis). Desde então, os polímeros vêm se tornando cada vez mais especializados e sua aceitabilidade aumentando proporcionalmente. Atualmente os polímeros compõem grande parte dos sistemas a base de água nos dias de hoje. Com efeito,

alguns sistemas são totalmente dependentes dos polímeros e denominados apropriadamente de sistemas poliméricos (Pereira, 2008 a).

Os polímeros são definidos como moléculas orgânicas com peso molecular acima de 200, contendo várias unidades repetidas (os monômeros). Eles variam extremamente na função e em propriedades básicas, isto é, estabilidade, carga, etc. Em geral os polímeros podem ser classificados como os polímeros naturais, os naturais modificados e os polímeros sintéticos (Caernn e Chillingar, 1996). Quanto à estrutura podem ser classificadas como linear, ramificada ou junta cruzada. (Pereira, 2008 a). A Figura 2.6 apresenta exemplos dessas estruturas.

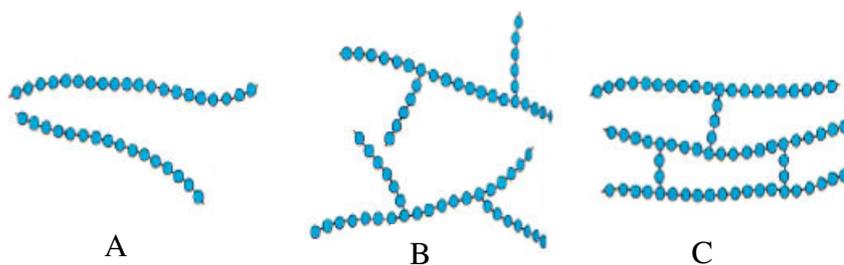


Figura 2. 6. Estrutura polimérica linear (A), ramificada (B) e junta cruzada (C). Fonte: Pereira 2008a.

Os polímeros naturais são as gomas, os biopolímeros (polissacarídeos, poliésteres ou poliamidas) e os a base de amido. O amido é um polímero cuja molécula apresenta um caráter ligeiramente aniônico, sendo, portanto, considerado um polímero hidrofílico. Essa característica o torna capaz de absorver grande quantidade de água, sendo usado como controlador de perda de filtrado em todos os tipos de sistemas de fluido. Os biopolímeros, geralmente, são polissacarídeos produzidos a partir da fermentação bacteriana. Eles têm estruturas extremamente complexas e apresentam alto peso molecular, em torno de 1 a 2 milhões. Suas moléculas apresentam-se ligeiramente aniônicas. São usados no controle reológico e para melhorar o processo de carregamento de cascalhos durante a perfuração. Os exemplos mais comuns dessa classe são as gomas, como por exemplo a goma xantana (Caernn e Chillingar, 1996).

A goma xantana, (Figura 2.7), é um biopolímero classificado como ramificado, aniônico, produzido por fermentação, empregando a bactéria *Xanthomonas Campestris*. Essas bactérias apresentam células em forma de bastonetes, e ocorrem predominantemente isoladas. Dentre as gomas microbianas, a xantana ocupa lugar de destaque no mercado por apresentar propriedades reológicas bastante distintas e incomuns, tais como alto grau de

pseudoplasticidade e elevada viscosidade, mesmo a baixas concentrações. O sucesso da goma é função de exibir diversas vantagens como espessante, estabilizante, gelificante, agente de suspensão e floculação nas indústrias alimentícia, cosmética e petrolífera, dentre outras (Araújo *et al.*,2005).

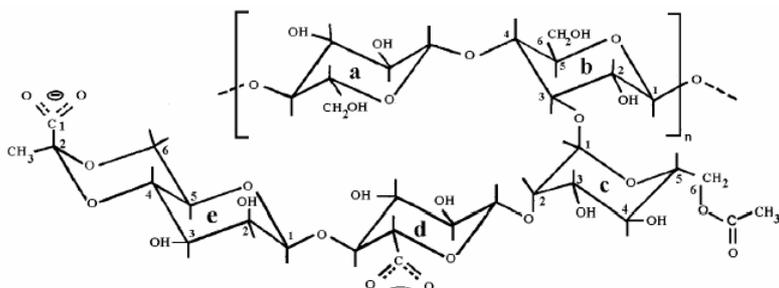


Figura 2. 7. Estrura química da goma xantana.

Fonte: Vendruscolo, 2005.

Os polímeros modificados mais utilizados na indústria petrolífera são os CMC (carboximetilcelulose); HEC (hidroxietilcelulose) e o CMS (carboximetilamido). A principal função desses polímeros é a de tornarem o fluido mais viscoso, melhorando a capacidade de carregamento de cascalhos. Assim, como os polímeros naturais, os polímeros modificados são agentes hidrofílicos capazes de absorver grande quantidade de água (Caernn e Chillingar, 1996).

O CMC é um polímero natural modificado de caráter aniônico e é produzido pela carboximetilação da celulose de diversos valores de peso molecular. Na reação química empregam-se, além da celulose em suspensão, o monocloraacetato de sódio e o hidróxido de sódio sob condições de temperatura e agitação mecânica.

A celulose é um polímero natural que é insolúvel em água. Para tornar-se um dos mais valiosos aditivos para fluidos de perfuração é modificada para Carboximetilcelulose (CMC). Este é um exemplo clássico de polieletrólito. As Figuras, 2.8 e 2.9, mostram como a repetição da estrutura anelar de celulose é modificada pela introdução do grupo carboximetil aniônico. A partir disto, a celulose modificada com a introdução do carboximetil passa a ser solúvel em água (Pereira, 2008 b).

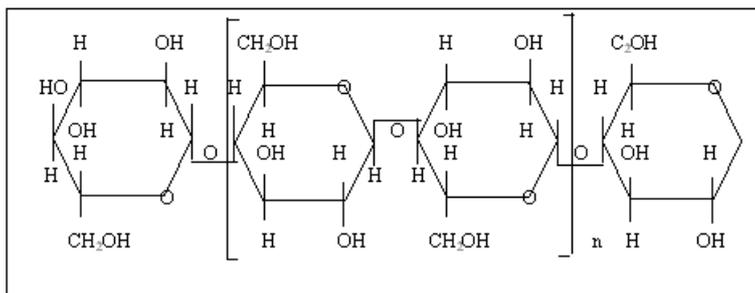


Figura 2. 8. Estrutura química da celulose insolúvel. Fonte: Pereira, 2008b.

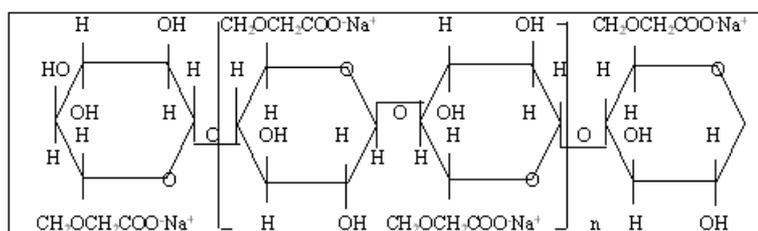


Figura 2. 9. Estrutura química do Carboximetilcelulose. Fonte: Pereira, 2008b.

O grupo que constitui os polímeros sintéticos é formado pelos poliacrilatos, polímeros produzidos através do petróleo, e pelas poliacrilamidas que são copolímeros de várias proporções de ácido acrílico e acrilamida (Caernn e Chillingar, 1996).

Os poliacrilatos, normalmente, são aniônicos apresentando estruturas que não são complexas tendo seu uso variado de acordo com seu peso molecular. As moléculas com baixo peso molecular (< 1000) são utilizadas como afinadores e defloculantes, essas funções são devido ao fato dos poliacrilatos de baixo peso molecular apresentarem muitas cargas negativas e alta capacidade de adsorção de sólidos ativos dos fluidos. O mecanismo básico de funcionamento é o fato dos poliacrilatos de baixo peso molecular adsorverem as cargas positivas dos fluidos deixando-os com excesso de cargas negativas, o que causa forte repulsão resultando na defloculação. Os poliacrilatos de peso molecular médio (entre 1000 e 100000) são utilizados como floculantes e controladores de parâmetros reológicos. As moléculas com alto peso molecular (> 100000) são usadas como floculantes (Caernn e Chillingar, 1996).

A poliacrilamida possui alto peso molecular e nos fluidos de perfuração atua como um controlador dos filtrado, isso por ser capaz de encapsular os sólidos (contaminantes) presentes nos fluidos e formar flocos que se depositam no fundo dos tanques de decantação. A ação de captura de contaminantes pela poliacrilamida se deve a diferença de cargas existentes,

a poliacrilamida é aniônica e os sólidos/partículas apresentam cargas positivas (Caernn e Chillingar, 1996).

Na Tabela 2.1 encontram-se os principais constituintes de um fluido de perfuração de base água segundo Machado e Oliveira (1986).

Tabela 2. 1. Componentes dos fluidos de base-água (Machado e Oliveira, 1986).

<b>Componentes</b>	<b>Concentração</b>	<b>Função</b>
Água doce ou salgada		Meio de dispersão
Bentonita	14,25-85,5 kg/m <sup>3</sup>	Viscosificante/gelificante
Soda cáustica	0,71 – 2,85 kg/m <sup>3</sup>	Alcalinizante e/ou floculante
Lignossulfatos	0,0 – 22,8 kg/m <sup>3</sup>	Dispersante e inibidor físico
Amido	11,4 – 34,2 kg/m <sup>3</sup>	Redutor de filtrado
Polímeros	0,0 – 5,7 kg/m <sup>3</sup>	Viscosificante e/ou inibidor físico e químico
Eletrólitos	0,0 – 42,8 kg/m <sup>3</sup>	Inibidor químico e/ou floculante
Barita e/ou hematita	Em função da densidade programada	Adensante

### 2.1.3 - Propriedades dos fluidos de perfuração

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).

Os fluidos exercem, devidamente, suas funções quando suas propriedades físicas e químicas são ajustadas para cada tipo de situação desejada. As propriedades físicas mais importantes, e freqüentemente medidas nas sondas, são: massa específica, parâmetros reológicos, forças géis (inicial e final), parâmetros de filtração e teor de sólidos. As propriedades químicas mais freqüentemente determinadas nos laboratórios das sondas são: pH, teores de cloreto, de bentonita e a alcalinidade. Neste documento trataremos apenas das propriedades físicas.

#### - Densidade

De acordo com 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 de fluido para o poço. Esta é a primeira das necessidades de qualquer fluido e deve ser considerada antes de

qualquer outra das propriedades ou função do fluido. Portanto, ainda segundo esses autores, 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 de pressão são baseados.

Esta é a propriedade do fluido que assegura, através de pressão hidrostática, a estabilidade das paredes do poço e a concentração dos fluidos nas formações. Fisicamente é a massa do fluido por unidade de volume. Usualmente é expressa em lb/gal (Petrobras, 1991).

Os limites de variação da massa específica (densidade) são definidos pela pressão de poros (limite mínimo) e pela pressão de fratura (limite máximo) daquela formação (Machado 2002b).

Segundo Annis e Smith (1996) a densidade não é muito afetada pelas condições de poço. Um aumento na temperatura causa uma diminuição na densidade, mas um aumento na pressão causa um aumento na densidade. Estes efeitos opondo-se um ao outro tendem ao equilíbrio.

Em operações de campo, quando se está perfurando um poço, a densidade é uma das propriedades monitoradas freqüentemente e em alguns momentos é necessário o aumento desta para estabilizar alguns tipos de formações.

Algumas substâncias de densidade maiores que a da água e que não afetam adversamente outras propriedades do fluido, podem ser adicionadas para aumentar a densidade do fluido de perfuração (Darley e Gray, 1988). Exemplos de materiais conhecidos como adensantes na indústria do petróleo são: barita, ilita, calcita.

### **- Propriedades reológicas e força gel**

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 (Annis e Smith, 1996).

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, 2002b).

O controle de propriedades reológicas é de vital importância nas operações de perfuração, pois elas são responsáveis pela remoção dos cascalhos perfurados. Além disso, influenciam no progresso da perfuração, que se chama de taxa de penetração. No campo as propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são: viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel.

Fluidos de perfuração são geralmente compostos de uma fase fluida contínua em que sólidos estão dispersos. Viscosidade plástica é a parte da resistência ao fluxo causada pela fricção mecânica. Esta fricção pode ser causada por: concentração de sólidos, tamanho e forma dos sólidos e viscosidade da fase fluida. Para aplicações de campo, a viscosidade plástica é considerada como um guia de controle de sólidos, se a viscosidade plástica aumenta, o volume percentual de sólidos aumenta, ou se o volume percentual permanece constante, o tamanho das partículas sólidas diminui. Diminuindo o tamanho das partículas aumenta a área superficial das partículas que aumenta a fricção das mesmas dentro do fluido. Esta propriedade pode ser aumentada pelo aumento da concentração dos sólidos ou pela diminuição da área superficial. E pode ser diminuída pela redução da concentração dos sólidos, pela diluição ou pela separação mecânica. Como a viscosidade da água diminui com o aumento da temperatura, esta propriedade diminui proporcionalmente (Amoco, 2007).

Fluidos de perfuração são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado semi-rígido quando estão em repouso e quando em movimento apresentam fluidez. Essa característica é chamada na indústria do petróleo de força gel, que é um parâmetro 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 e a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido (Machado, 2002b).

#### **- Parâmetros de filtração**

Devido à pressão da coluna de fluido ter que ser maior que a pressão de poro da formação, em alguns casos, para evitar o influxo dos fluidos contidos nas rochas, o fluido de perfuração deveria invadir continuamente as formações permeáveis, se não houvesse o depósito de um reboco, que é a capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca, e é de fundamental

importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido de perfuração, denominada filtrado, invade a formação. O controle do filtrado torna-se crítico em casos de perfuração de formações de folhelhos sensíveis a água; esses folhelhos desenvolvem pressões devido ao inchamento pelo contato com a água, causando desmoronamento e alargamento do poço (Petrobras, 1991).

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, 2007).

Os elevados valores de volume de filtrado, por sua vez, indicam invasão excessiva de filtrado nas formações geológicas. Como consequência pode ocorrer diversos problemas: desmoronamento de formações hidratáveis, avaliações equivocadas da formação que está sendo perfurada e redução do diâmetro do poço em virtude da formação de rebocos muito espessos. Além disto, filtrados elevados contribuem fortemente para o processo de prisão diferencial (Farias, 2005).

Ainda como problemas decorrentes da elevada taxa de filtração tem-se a perda de circulação, que pode ser definida como a perda total ou parcial do fluido de perfuração para as formações geológicas. A perda de circulação é um dos problemas mais antigos e frequentes nas operações de perfuração de poços e pode ocorrer a qualquer profundidade onde a pressão total exercida pelo fluido excede a pressão total contrária da formação, ocorrendo, assim, fuga da fase contínua do fluido, devido à formação de cavernas. A perda de circulação pode provocar desmoronamento nas formações subjacentes, deposição dos detritos de perfuração sobre a broca e interrupção prolongada da sondagem. Além disso, é fator decisivo na elevação dos custos de perfuração (Pereira, 2003 Apud Farias, 2005).

## **2.2 – Reologia**

A reologia é definida como a ciência da deformação e do fluxo e é reconhecido como um campo importante do estudo científico. Um conhecimento do assunto é essencial para os cientistas empregados em muitas indústrias, incluindo aquelas que envolvem plásticos, pinturas, tintas de impressão, detergentes, óleos e outros (Barnes *et al.*, 1993).

Trata-se de uma área da física relacionada com a mecânica dos corpos deformáveis. Portanto reologia é a ciência que estuda como a matéria se deforma ou escoam, quando está submetida a esforços originados por forças externas. O escoamento de um fluido, líquido ou gás, é caracterizado por leis que descrevem a variação contínua da taxa ou grau de deformação em função das forças ou tensões aplicadas (Machado, 2002a).

Segundo Darley e Gray (1988) o estudo 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. Existem dois fundamentos diferentes:

1. O regime laminar, que acontece a baixas velocidades. Onde o fluxo é organizado e a relação entre velocidade e pressão é função das propriedades de viscosidade do fluido.
2. O regime turbulento, que acontece em altas velocidades. Onde o fluxo é desordenado e é governado primeiramente por propriedades inerciais do fluido em movimento. As equações de fluxo são empíricas.

A existência destes foi demonstrada experimentalmente por Reynolds, que mostrou que um fluido escoando em um tubo circular de diâmetro pequeno ou com baixa velocidade o faz em escoamento laminar, também chamado de escoamento viscoso. Em altas velocidades, ou através de tubos de grande diâmetro, o escoamento se torna turbulento (Machado, 2002a).

Segundo Schramm (1998), o cálculo de viscosidade de líquidos primeiro requer a definição de parâmetros que estão envolvidos no fluxo. Isaac Newton foi o primeiro a expressar a lei básica da viscosimetria descrevendo o comportamento de fluxo de um líquido ideal.

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

Onde:

$\tau$  = tensão de cisalhamento (Pa)

$\mu$  = viscosidade (Pa.s)

$\dot{\gamma}$  = taxa de cisalhamento (s<sup>-1</sup>)

Machado (2002) descreve tensão de cisalhamento como a força por unidade de área cisalhante, necessária para manter o escoamento do fluido (Figura 2.10). A resistência ao escoamento é quem solicita esta tensão.

$$\tau = \frac{F}{A} = \frac{(\text{força})}{(\text{área})} \quad (2)$$

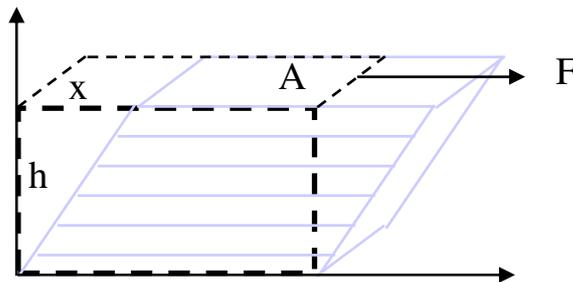


Figura 2. 10. Representação gráfica do fluxo sob uma tensão cisalhante.

A taxa de cisalhamento é a taxa de deformação, ou movimento, a qual o material é submetido em resposta a uma tensão cisalhante. A taxa de cisalhamento é também denominada de **grau de deformação** ou **gradiente de velocidade**. ( Figura 2.11).

$$\gamma = \frac{dv}{dx} \quad (3)$$

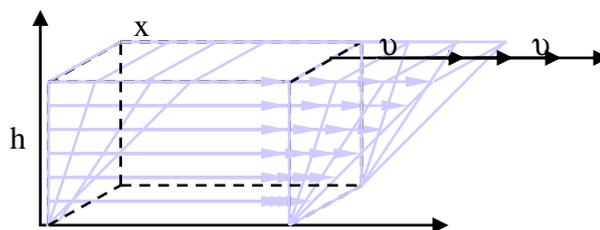


Figura 2. 11. Representação gráfica da taxa de cisalhamento no fluxo

Os fluidos são classificados, quanto à relação entre a taxa e a tensão de cisalhamento, como Newtonianos, onde a viscosidade é constante, como mostra a Figura 2.12 e Não Newtoniano, onde a relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento não é constante como mostra a Figura 2.13.

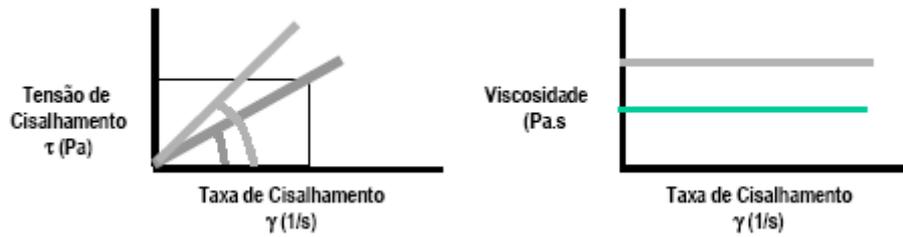


Figura 2. 12. Curva de fluxo e de viscosidade para fluido Newtoniano. Fonte Diaz, 2002.

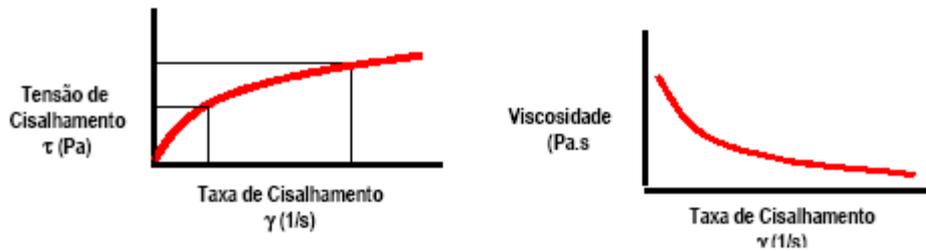


Figura 2. 13. Curva de fluxo e de viscosidade para fluido Não-Newtoniano. Fonte: Diaz 2002.

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. Os modelos mais usuais são o de Newton, de Bingham ou plástico ideal, de Ostwald de Waale ou de potência e o de Herschel-Bulkley ou potência modificado (Machado, 2002b). A Figura 2.14 mostra as curvas de fluxo características para cada modelo matemático e a Tabela 2.2 tras as equações destes modelos matemáticos.

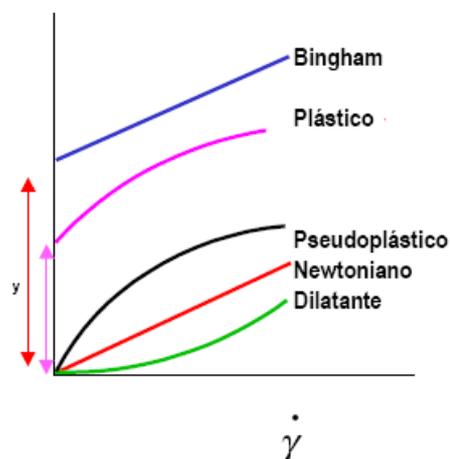


Figura 2. 14. Curvas de fluxo características dos modelos matemáticos. Fonte: Diaz 2002.

Tabela 2. 2. Equações de modelos matemáticos

<i>Modelo Matemático</i>	<i>Equação do modelo</i>
Newtoniano	$\tau = \mu \dot{\gamma}$
Pseudo-plástico (Ostwald Waale ou Modelo de Potência)	$\tau = K \dot{\gamma}^n$
Dilatante	$\tau = K \dot{\gamma}^n$
Bingham	$\tau = \tau_0 + \mu \dot{\gamma}$
Plástico (Herschel-Bulkley)	$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}$
Plástico (Casson)	$\tau = \sqrt{\tau_0^n + (\dot{\gamma} \eta_p)^n}$

Para cada modelo reológico estão associados certos parâmetros. O modelo mais empregado no tratamento dos fluidos de perfuração é o modelo Binghamiano, cujas componentes de viscosidades são a viscosidade plástica,  $\mu$ , e o limite de escoamento,  $\tau_0$  (Machado 2002b).

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

Machado (2002a) descreve viscosidade aparente ( $\mu_a$ ) como a viscosidade que o fluido teria se fosse Newtoniano, naquelas condições de fluxo,

$$\mu_a = \tau / \dot{\gamma} \quad (4)$$

e limite de escoamento (LE), como a tensão mínima ( $\tau_l$ ) aplicada ao fluido para que haja alguma deformação cisalhante.

Nesta dissertação será descrito o modelo de Bingham, o Modelo de Ostwald de Waale, e o Modelo de Herschel-Bulkley, que são os modelos aplicados no trabalho.

### 2.2.1 – Modelo de Bingham ou plástico ideal

Um plástico de Bingham não flui até uma tensão de cisalhamento,  $\tau$ , exercer um valor mínimo,  $\tau_0$ , conhecido também como “Yield Point”. Depois da tensão de cisalhamento

mínimo ter sido aplicada, variações na tensão de cisalhamento são proporcionais as variação na taxa de cisalhamento e a constante de proporcionalidade é chamada de viscosidade plástica,  $\mu_p$ . A Equação (5) é válida somente para escoamento laminar. Percebe-se que a unidade de viscosidade plástica é semelhante à unidade de viscosidade aparente ( $\mu_a$ ) na Equação (4) para um fluido Newtoniano (Bourgoyne Junior *et al.*, 1986).

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \dot{\gamma} \quad (5)$$

As dispersões argilosas de bentonita em água, empregadas como fluido de perfuração são um exemplo particular que se enquadra neste modelo. Considerando a teoria molecular coloidal, os parâmetros reológicos do fluido binghamiano possuem uma interpretação. O atrito entre as partículas dispersas e entre as próprias moléculas do líquido dispersante é o responsável por um dos componentes de resistência ao escoamento – a viscosidade plástica. Enquanto isso, as forças de interação entre as partículas dispersas são consideradas a causa da existência do outro parâmetro viscoso – o limite de escoamento, também denominada de componente eletroviscosa. É sabido ainda que se a concentração de partículas dispersas aumenta então a viscosidade plástica também aumenta, isto é, quando aumenta o potencial iônico do meio, causando um conseqüente aumento das forças eletrostáticas entre as partículas dispersas (Machado, 2002a).

### 2.2.2 – Modelo de Ostwald Waale ou Fluido de Potência

Como o modelo de Bingham, o modelo de potência requer dois parâmetros para caracterização do fluido. Entretanto o modelo de potência pode ser usado para representar fluidos pseudoplásticos ( $n < 1$ ), um fluido Newtoniano ( $n = 1$ ) ou um fluido dilatante ( $n > 1$ ). A Equação (6) representa o modelo de potência ou Ostwald Waale, mas só é válida para escoamento laminar (Bourgoyne Junior *et al.*, 1986).

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \quad (6)$$

Este não se aplica para todo e qualquer fluido, nem a todo intervalo de taxa de cisalhamento. Entretanto, existe um número razoável de fluidos não-newtonianos que apresentam comportamento de potência, num largo intervalo de velocidades cisalhantes. Os parâmetros reológicos do fluido de potência são o índice de consistência, K, que indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento, quanto maior o valor de K mais “consistente” é o fluido, e o índice de comportamento ou de fluxo, n, que indica fisicamente o afastamento do

fluido do modelo newtoniano. Se o valor de “n” se aproxima de um então o fluido está próximo do comportamento newtoniano. Um grande número de fluidos não-newtonianos se comporta como pseudoplásticos, isto é,  $0 < n < 1$  (Machado, 2002a).

As emulsões e as soluções de polímeros ou de macromoléculas lineares são os exemplos mais típicos da indústria do petróleo. Tecnicamente, fluidos que “afinam” quando a vazão ou taxa de cisalhamento aumenta, são denominados pseudoplásticos. O “afinamento” de muitos materiais líquidos se manifesta reversivelmente, isto é, eles recuperam a sua viscosidade original alta, quando o cisalhamento é reduzido ou cessado. Teoricamente, as partículas retornam ao seu estado natural de interação não orientada em relação às forças de cisalhamento. As gotas readquirem sua forma esférica e os agregados se reagrupam devido ao movimento browniano (Machado, 2002).

### 2.2.3 – Modelo de Herschel-Bulkley

Este modelo é uma modificação do modelo de Ostwald de Waale onde se adicionou o parâmetro  $\tau_0$ , (limite de escoamento real). É chamado também de fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado e tem três parâmetros reológicos a serem levados em consideração, como mostra a Equação (7), que define a equação do modelo. Materiais típicos que exibem limite de escoamento real são dispersões de argila com polímeros, empregados amplamente na indústria de petróleo como fluidos de perfuração. (Machado, 2002a).

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n + \tau_0 \quad (7)$$

Machado (2002a) afirma ainda, que o modelo em questão é mais completo do que os anteriores, uma vez que a sua equação engloba três parâmetros, como visto, além do que, os modelos comentados anteriormente (Bingham e Ostwald de Waale) podem ser analisados, perfeitamente, como casos particulares deste.

## 2.3 Tixotropia

Segundo Darley e Gray (1988), o fenômeno de tixotropia foi originalmente definido por Freundlich, em 1935, como uma transformação isotérmica reversível de um sol coloidal para um gel. Para estes autores tixotropia não pode ser confundido 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, além da taxa 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”.

Segundo Machado (2002a) os fluidos de perfuração são exemplos típicos 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 à 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, conforme ilustra o esquema da Figura 2.15.

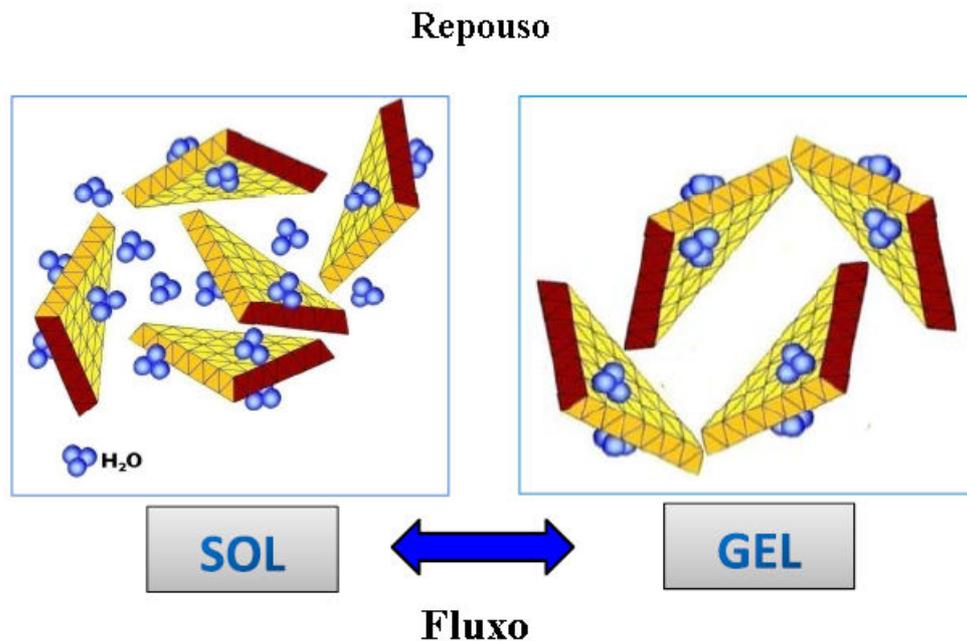


Figura 2. 15. Representação esquemática do fenômeno de tixotropia.

Fonte: Amorim, 2007.

A Figura 2.16 mostra o comportamento da viscosidade em função do tempo, sob taxa de cisalhamento constante, para um fluido tixotrópico.

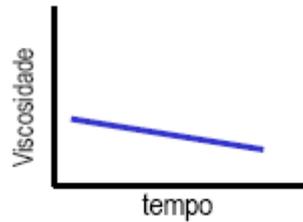


Figura 2. 16. Comportamento da viscosidade em fluidos tixotrópico. Fonte: Diaz, 2002.

A Figura 2.17 descreve a tixotropia em forma de gráfico. Uma curva de fluxo para cima e outra diretamente para baixo. A área formada entre estas duas curvas é definida como a magnitude desta propriedade chamada tixotropia. Esta área tem a dimensão da “energia” relativa ao volume da amostra cisalhada que indica a energia necessária para quebrar a estrutura tixotrópica (Schramm, 1998).

Quando as curvas de fluxo para cima e para baixo não se sobrepõem, este fenômeno é conhecido como histerese, e quando essa área é nula, ou seja, as curvas se mostram sobrepostas, é dito que o fluido não é tixotrópico.

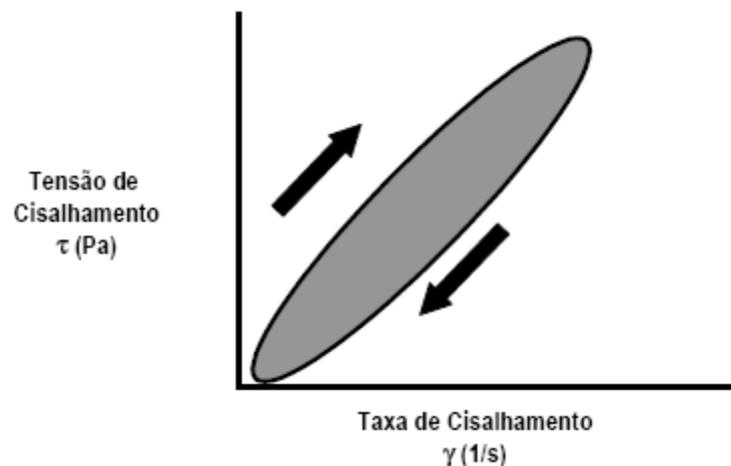


Figura 2. 17. Histerese em fluidos tixotrópicos. Fonte: Diaz, 2002.

---

## CAPÍTULO 3

### ESTADO DA ARTE

---

### 3 - Estado da Arte

A indústria do petróleo passou por grandes transformações tecnológicas desde o primeiro poço perfurado, como mostra a Figuras 3.1.

Fluido de perfuração é um tema bastante antigo dentro do setor petrolífero. A evolução de tecnologias químicas em sistemas de fluido para proporcionar uma melhor qualidade e maior segurança a um baixo custo vem se desenvolvendo bastante no decorrer dos anos, porém, o desenvolvimento desta tecnologia era de domínio e de interesse das grandes empresas.

Nos últimos anos com o fortalecimento da indústria do petróleo no país, bem como com o crescimento do desenvolvimento acadêmico nacional direcionado para o setor de petróleo, este assunto começou a se difundir dentro de pesquisas acadêmicas. Porém é possível observar que mesmo com a difusão do assunto no meio acadêmico, a grande maioria dos trabalhos segue normas e padrões industriais do setor petrolífero.

Este trabalho estuda propriedades do fluido de perfuração se utilizando da linguagem científica e de conceitos da engenharia química, tendo como objetivo avaliar e aperfeiçoar conceitos já existentes por métodos padronizados.

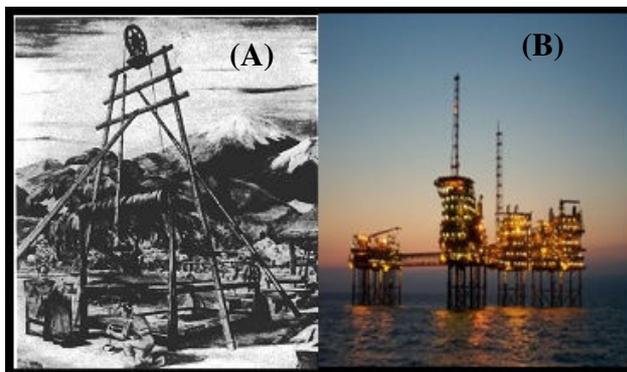


Figura 3. 1. Evolução do processo de perfuração de poços petrolíferos: (A) Ferramenta de perfuração utilizada na China no início das perfurações de poços. (B) Plataforma de petróleo em alto mar nos dias atuais.

Neste capítulo será apresentado um breve histórico da evolução dos fluidos de perfuração na indústria do petróleo. A cronologia dos fatos será apresentada na Tabela 3.1 segundo informações obtidas em Darley e Gray (1988). Mais adiante serão apresentados, em forma resumida, trabalhos realizados com fluidos de perfuração base água, nas áreas correlatas ao tema desta dissertação.

Tabela 3. 1 Histórico resumido da evolução do fluido de perfuração na indústria do petróleo entre 1944 e 1960. Fonte: Darley e Gray, 1988.

<b>Ano</b>	<b>Acontecimento</b>
1844	Robert Beart, na Inglaterra, propôs a circulação de água para transportar o material cortado pelas ferramentas e Fauvelle na França bombeou água em um poço para remover as partículas sólidas perfuradas.
1860 -1880	Patentes Americanas se referem a circulação de um fluido de perfuração para remoção de cortes de rochas do poço.
1887	M. J. Chapman propõe um fluxo de água contendo uma quantidade de material argiloso para remover e impermeabilizar as paredes do poço.
1890	Muitos poços foram perfurados no Texas e Louisiana utilizando fluidos argilosos para remover os cortes de rocha.
1901	Expansão da perfuração rotativa. Poços perfurados apresentavam grande instabilidade.
1913	Pollard e Heggen demonstraram que o preenchimento do poço com água e material argiloso proporcionava uma maior estabilidade ao sistema.
1922	Introdução da barita nos fluidos de perfuração como material adensante.
1928	Califórnia, problemas de estabilidades resolvidos pelo uso de argilas bentoníticas.
1939	Começo da solução dos problemas com relação a perda de filtrado, pela adição de polímeros (goma e amidos naturais).
1943 - 1957	Utilização de fluidos com pH elevado, contendo NaOH e tanino na Costa do Golfo, USA.
1943	O tanino, que era utilizado como defloculante, seria agora substituído pelo lignosulfonato de cálcio, e o amido, agente redutor de filtrado, pelo carboximetilcelulose sódico (CMC).
1950	Constatação que emulsões de óleo em água melhoravam o desempenho dos fluidos a base água.
1956	Fluidos com elevadas concentração de cálcio eram utilizados nos U.S.A para garantir a estabilidade de formações de folhelho e alcalinidade do filtrado. O amido ou o CMC era adicionado para reduzir o filtrado.
1960	King e Adolphson desenvolveram os lignosulfonatos de ferro, cromo, alumínio e cobre. Primeiro poço perfurado com óleo, 40% de óleo em volume de água

Em 1984, Machado e Magalhães estudaram o comportamento reológico de dispersões aquosas de argilas e polímeros utilizadas como fluido de perfuração, ajustando os dados aos modelos de Bingham e de Ostwald de Waale para prever o comportamento de fluxo do fluido. O estudo foi realizado em um viscosímetro Fann-286. As dispersões aquosas poliméricas estudadas foram CMC (carboximetilcelulose), Hidroxietilcelulose, Hidroxipropilgumar, Goma Xantana, e Goma Guar diluídos em água a concentrações diferentes, as dispersões argilosas a base de bentonita foram estudadas em diferentes concentração em água pura, em presença de Lignossulfonato de Ferro e Cromo (LFC) e em presença de eletrólitos inorgânicos (NaOH, NaCl, Ca(OH)<sub>2</sub> e KCl) a diferentes concentrações. Estes autores concluíram que o modelo de Potência se adapta melhor, em todos os casos estudados, para baixas taxas de cisalhamento (5,11 e 511 s<sup>-1</sup>) e acima de 511 s<sup>-1</sup> o modelo de Bingham se ajusta perfeitamente as dispersões, porém limite de escoamento desse modelo se afasta do real.

Em 1996, Al-Zahrani desenvolveu um modelo reológico generalizado para fluidos pseudoplásticos, desenvolvido a partir de equações matemáticas fundamentais. Este autor concluiu que o modelo descreve uma variedade de fluidos de perfuração melhor que os modelos de Herchel-Bulkey e de Potência. O modelo proposto descreve tanto fluidos newtonianos quanto fluidos não newtonianos, com ou sem limite de escoamento, em baixas ou altas taxas de cisalhamento.

Em 1997, Sherwood e Meeten estudaram as propriedades de filtração de “bolos de lama”. Para isso, utilizaram experimentos de filtração e modelagem matemática. As propriedades de filtração foram estudadas em função da concentração de barita no bolo formado e da pressão de filtração. Eles concluíram que modelos de compressibilidade de torta, desenvolvidos na engenharia química e nas ciências do solo podem ser aplicados nos processos de filtração na engenharia de petróleo como, por exemplo, na investigação do aumento da espessura do bolo de lama dos fluidos de perfuração.

Em 2002, Rossi *et al.*, avaliaram a influência de polímeros não iônicos no comportamento reológico de suspensões de montmorilonitas sódicas. Para isso estudaram a relação de adsorção de surfactantes não iônicos nas argilas de montmorilonita sódica avaliando o comportamento reológico e a concentração de argila suspensa. Concluiu que a adsorção do surfactante diminui sistematicamente como o aumento da cadeia do óxido de etileno. Ficou evidente a adsorção de micelas do surfactante na superfície de montmorilonita sódica. Os parâmetros reológicos obtidos indicam que a floculação é maior quando 50% da partícula de argila é coberta pelo surfactante.

Amorim 2002 estudou a influência do teor de sólidos, velocidade e tempo de agitação em parâmetros reológicos e de filtração de fluido de perfuração à base de água e argila. Utilizou um planejamento fatorial (tipo  $2^3$  com três experimentos no ponto central+ configuração estrela) para modelar os resultados obtidos. Duas amostras de bentonitas foram estudadas e a regressão dos dados experimentais, mostrou que o teor de sólidos foi a variável que mais apresentou influência sobre as propriedades reológicas dos fluidos.

Araújo (2003) estudou métodos para processamento de fluido de perfuração, para este propósito, projetou uma bancada de teste englobando três tipos de equipamentos de separação: decantadores, centrífuga, um sistema evaporador e condensador. Os fluidos testados foram todos fabricados em laboratórios, com exceção de uma amostra comercial cedida por uma empresa do setor. Dentre as conclusões obtidas, ficou nítido que a amostra comercial foi a que se mostrou inerte aos processos de decantação e centrifugação, assim como as amostras com elevado teor de CMC (carboximetilcelulose). As amostras com teores menores de aditivos mostraram uma separação mais satisfatória para estes processos. Para os processos de evaporação e condensação, a amostra comercial se mostrou sensível a este método, apresentando redução na sua massa total depois de 1 hora de experimento.

Mahto, em 2004, desenvolveu um fluido de perfuração base água ecologicamente correto. Para isso ele estudou o comportamento reológico e a perda de filtrado de fluidos de base água com goma de tamarindo e fluidos de base água com polímeros naturais como goma gua. Ele concluiu que a goma de tamarindo é sete vezes mais barata que a goma guar e que combinações de goma de tamarindo, PAC (polímero) e bentonita produzem propriedades reológicas favoráveis e ótimos valores de perda de filtrado para baixas concentrações, além de causar menor dano à formação que a goma guar.

Em 2005, Amorim *et al.* avaliou a ação de aditivos poliméricos à base de celulose na melhoria das propriedades reológicas e de filtração de fluidos de perfuração à base de água e argilas bentoníticas naturais e industrializadas na cidade Boa Vista, na Paraíba. Foram estudadas três amostras de argilas bentoníticas naturais denominadas Bofe, Chocolate e Verde-lodo e três amostras de argilas bentoníticas sódicas industrializadas, identificadas por Dolomil, Brasgel e Brasgel PA. Eles concluíram que os polímeros influenciam fortemente nas propriedades do fluido. A aditivação polimérica torna adequados os fluidos preparados com as argilas Bofe na forma sódica, Dolomil e Brasgel. As propriedades reológicas e de filtração de fluidos preparados com argilas bentoníticas provenientes de Boa Vista, são fortemente

dependentes da interação bentonita/polímero e esta, por sua vez, é dependente do grau de viscosidade e tamanho da cadeia do polímero.

Amorim, 2005 avaliou, também, o efeito de aditivos poliméricos celulósicos e não celulósicos na reabilitação de fluidos hidroargilosos contaminados com diferentes concentrações de  $\text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2$ . O estudo foi feito em duas amostras de argilas bentoníticas sódicas e três aditivos poliméricos, sendo uma amostra de poliacrilamida (PHP), uma amostra de carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC BV) e uma amostra composta pela mistura destes polímeros (MIX). Os resultados mostraram a eficiência do CMC BV e do MIX na proteção e reabilitação dos fluidos contaminados.

Farias estudou, em 2005, a influência de aditivos dispersantes na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos. Para isso foram utilizadas duas amostras de bentonitas sódicas (Bragel PA e Verde-Iodo), e três aditivos dispersantes comercialmente conhecidos por Hexa (sem tensoativo), Hexa T (com tensoativo) e Spersene. Os fluidos foram preparados e avaliados segundo normas Petrobras. Ele concluiu que houve uma redução na viscosidade aparente, no volume de filtrado e na espessura do reboco quando se aumentou as concentrações dos aditivos Hexa e Hexa T. Os fluidos aditivados com o Spersene, não apresentaram variações significativas nas propriedades reológicas e na espessura do reboco. Uma comparação entre os aditivos Hexa e Hexa T evidenciou a ação reativa do tensoativo na redução da espessura de reboco e controle do volume de filtrado dos fluidos estudados.

Em 2006, Hanna *et al.*, estudaram as propriedades reológicas das bentonitas de Franca-SP com a adição de polieletrólitos, com o intuito de obter valores maiores de inchamento em água destilada e obter aumento nos valores das viscosidades aparente e plástica. Os ensaios foram realizados em viscosímetro da marca FANN, modelo 35. Os valores de inchamento das bentonitas da região de Franca obtidos foram considerados de médio a alto, porém eles concluíram que as amostras ensaiadas não atendem às especificações da Petrobras para viscosidade aparente de fluidos tixotrópicos usados na perfuração de poços de petróleo.

Kelessidis *et al.*, em 2006, estudaram a aplicação do modelo de Herchel-Bulkey em fluidos de perfuração contendo bentonita e lignito como aditivos. Foi proposto, ainda, uma nova técnica para determinação dos parâmetros. O estudo mostrou que o modelo descreve bem os parâmetros reológicos, porém a determinação dos parâmetros pelos métodos padrões apresentou valores fantasiosos, que interferem em parâmetros hidráulicos durante a

perfuração. A técnica proposta apresentou resultados tão exatos quanto os obtidos pelas regressões não lineares, se sobressaindo, por apresentar, também, valores de limite de escoamento positivo, diferente de muitos casos no método padrão.

Hayet e Dalmazone (2006) estudaram a aplicação de tensoativos em fluidos de perfuração de poços de petróleo. Para isso estudaram diferentes formulações de fluidos base água. O tensoativo selecionado para estudo foi um Ester de Poliglicerol. Foi observado que houve uma redução na tensão superficial e interfacial do fluido de perfuração base água quando o agente tensoativo foi adicionado ao sistema. Estes autores concluíram que o efeito do tensoativo sobre a formulação do polímero é complexa, mas perceberam que os surfactantes alteram o tipo de ligação entre o polímero e a superfície.

Tehani (2007) desenvolveu um fluido de perfuração base água para aplicação em alta pressão e alta temperatura. Para isso, ele estudou diferentes concentrações de aditivos em propriedades de reologia, perda de filtrado, densidade, inibição de argilas e lubrificação. Ele concluiu que o fluido de perfuração desenvolvido tem aplicação em temperaturas acima de 180 °C. O fluido apresentou também boa propriedade de inibição e de lubrificação.

---

## CAPÍTULO 4

### METODOLOGIA EXPERIMENTAL

---

## 4 - Metodologia experimental

### 4.1 – Materiais

Neste capítulo serão descritos os materiais e equipamentos utilizados nesta pesquisa, bem como a metodologia utilizada para preparação dos fluidos e execução dos ensaios de reologia, filtração e estabilidade.

#### 4.1.1 – Aditivos

Os aditivos empregados nesta pesquisa para formulação do sistema fluido foram cedidos pela Petrobras - ATP-MO (Ativo de Produção de Mossoró) e estão citados na Tabela 4.1.

Tabela 4. 1. Aditivos utilizados no preparo dos fluidos de perfuração.

<b>Aditivos</b>
Bentonita
CMC (Carboximetilcelulose) de alta densidade
GX (Goma Xantana)
Calcita
Barita
Óxido de Magnésio
Polímero Catiônico
Cloreto de Sódio (NaCl)

#### 4.1.2 – Equipamentos

Os equipamentos utilizados nesta pesquisa, Tabela 4.2, estão disponíveis no Núcleo de Petróleo e Gás (NUPEG), do Departamento de Engenharia Química, da UFRN.

Tabela 4. 2. Equipamentos utilizados no decorrer do trabalho experimental.

<b>Equipamentos</b>	<b>Modelo</b>	<b>Marca</b>
Agitador	-	Hamilton Beach
Reômetro	MARS	Thermo Scientific
Analizador de estabilidade	LUMISIZER 116	LUM GmbH
Balança analítica	B-TEC0210A	TECNAL
Penetrômetro	-	Pavitest

## 4.2 – Preparação dos fluidos

Os fluidos foram preparados em um agitador Hamilton Beach, Figura 4.1. A formulação original do fluido estudado neste trabalho foi cedida pela Petrobras e por questões industriais o preparo e os aditivos não serão expostos na íntegra.



Figura 4. 1. Agitador Hamilton Beach

As etapas para preparação dos fluidos serão descritas a seguir:

1. pesa-se previamente a massa do viscosificante (CMC, GX ou Bentonita), de acordo com a concentração determinada para o estudo, conforme a Tabela 4.3;
2. adiciona-se 350 ml de água destilada no copo metálico do agitador;
3. adiciona-se a massa de viscosificante ao copo metálico com água sob agitação e agita-se por 10 minutos;
4. após a agitação, o viscosificante permanece em repouso por 24 horas para completa hidratação do polímero ou da argila;
5. após as 24 horas; o sistema é levado para agitação e componentes normais do fluido de perfuração (adensantes, inibidores, alcalinizantes e outros) são

adicionados para completar a composição. Os aditivos são adicionados um de cada vez com intervalos de cinco minutos de agitação para líquido e dez minutos para sólidos.

Após o preparo do fluido espera-se que o mesmo atinja a temperatura ambiente para realização das análises de reologia filtração e estabilidade.

Tabela 4. 3. Concentração dos viscosificantes utilizados na preparação dos fluidos

Viscosificante	Quantidade (%)
CMC	0,17 – 0,34 – 0,6 – 0,68 – 0,77 – 0,85 – 1,03 – 1,37 – 1,71
GX	0,11 – 0,17 – 0,22 – 0,28 – 0,34 – 0,68 – 0,85 – 1,03 – 1,37 – 1,71
Bentonita	2,0 – 3,0 – 4,0 – 5,0

### 4.3 – Ensaios reológicos

O método utilizado para obtenção dos parâmetros reológicos é o sistema de cilindros coaxiais, onde um volume de 12 mL de amostra é cisalhada entre as paredes dos cilindros de raio  $R_0$  e  $R_1$ , como mostra a Figura 4.2. A constante de taxa de cisalhamento e tensão cisalhante é calculada de acordo com as Equações (8) e (9).

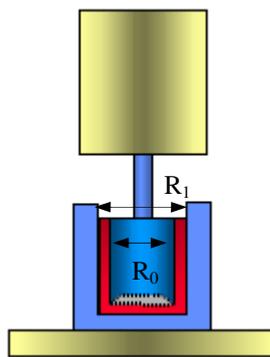


Figura 4. 2. Representação esquemática do sistema de cilindros coaxiais.

$$K_{\dot{\gamma}} = \frac{2}{1 - \left(\frac{R_1}{R_2}\right)^2} \quad (8)$$

$$K_{\tau} = \frac{1}{2\pi L - (R_1)^2} \quad (9)$$

Onde:

$K_{\dot{\gamma}}$  = Constante de taxa de cisalhamento

$K_{\tau}$  = Constante de tensão cisalhante

$L$  = Comprimento do rotor

$R_1$  = Raio do rotor

$R_2$  = Raio do copo

As curvas de fluxo foram obtidas pelo método CR (taxa de cisalhamento controlada) no intervalo de 1 a 1050 s<sup>-1</sup>.

Para a determinação do caráter tixotrópico das amostras de fluido, foi escolhido o método do ciclo de histereses, que consiste na determinação da área existente entre as curvas geradas pelo aumento até um determinado valor de taxa (curva de ida), permanecendo nesta taxa de cisalhamento por um determinado tempo até que haja um decréscimo da tensão de cisalhamento (curva de volta).

Os ensaios de reologia foram obtidos a temperatura ambiente (25°C) para todos os fluidos formulados com as concentrações da Tabela 4.3. Foram preparados 9 fluidos com diferentes concentrações de CMC, 10 fluidos com diferentes concentrações de GX, 4 fluidos com diferentes concentrações de bentonita.

Foram preparados, ainda, fluidos com misturas de polímero e bentonita nas seguintes concentrações: 0,17 % de CMC + 2% de bentonita e 0,17 % de GX + 2% de bentonita.

A reologia foi estudada também em função da temperatura, com ajuda de um banho acoplado ao equipamento, para os fluidos preparados nas concentrações a seguir: 0,85% de CMC, 0,68% de GX e 5% de Bentonita.

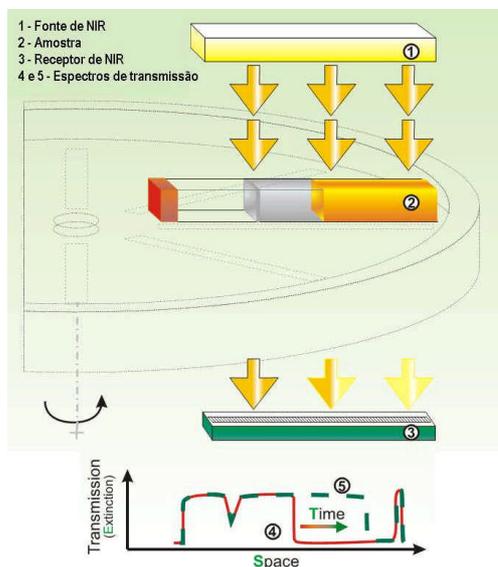
Os dados analisados pelo Reômetro Mars, Figura 4.3, são enviados para um computador acoplado ao equipamento. Um software, do próprio equipamento, gera os reogramas de tensão por taxa de cisalhamento e tixotropia, aplica os modelos matemáticos de acordo com a escolha do operador e calcula o valor de tixotropia por histerese.



Figura 4. 3. Reômetro MARS

#### 4.5 – Ensaios de estabilidade

Os ensaios de estabilidade foram realizados no analisador de estabilidade e tamanho de partícula. O resultado é obtido através de um sistema óptico que trabalha em conjunto com



um transmissor e um receptor de infravermelho próximo (NIR) capaz de registrar espectros de transmissão de NIR ao longo de uma cubeta, em função do tempo. O sistema óptico está acoplado a uma centrífuga que possibilita o aumento da força gravitacional durante o registro de espectros de transmissão de NIR. Dessa forma, é possível observar uma eventual separação e sedimentação (até aproximadamente 2300 vezes mais rápido do que nos testes convencionais). A Figura 4.5 mostra o princípio de funcionamento do equipamento.

Figura 4. 4. Princípio de medição da estabilidade do fluido.

Os ensaios de estabilidade foram realizados para todos os fluidos preparados nas concentrações apresentadas na Tabela 4.3 e para as misturas de polímero e bentonita já especificadas no item anterior.

---

---

## CAPÍTULO 5

### RESULTADOS E DISCUSSÃO

---

---

## 5 – Resultados e discussão

O presente capítulo mostra os resultados dos ensaios de reologia e estabilidade de suspensões de argila e de polímeros utilizadas, na indústria do petróleo, como fluido de perfuração.

### 5.1 – Estudo do tempo de hidratação (CMC, GX e Bentonita)

A hidratação do polímero corresponde a um espaço de tempo necessário para que o mesmo atinja seu nível de interação máxima com a água, o que interfere diretamente nas suas propriedades reológicas. Diante do fato de que a hidratação dessas substâncias não é instantânea, foram realizados estudos a fim de determinar o tempo ideal para que o polímero atinja sua completa hidratação.

A Figura 5.1 (A), (B) e (C), mostra os resultados obtidos com o estudo da hidratação do CMC, da GX e da bentonita em água, respectivamente, durante 72 horas.

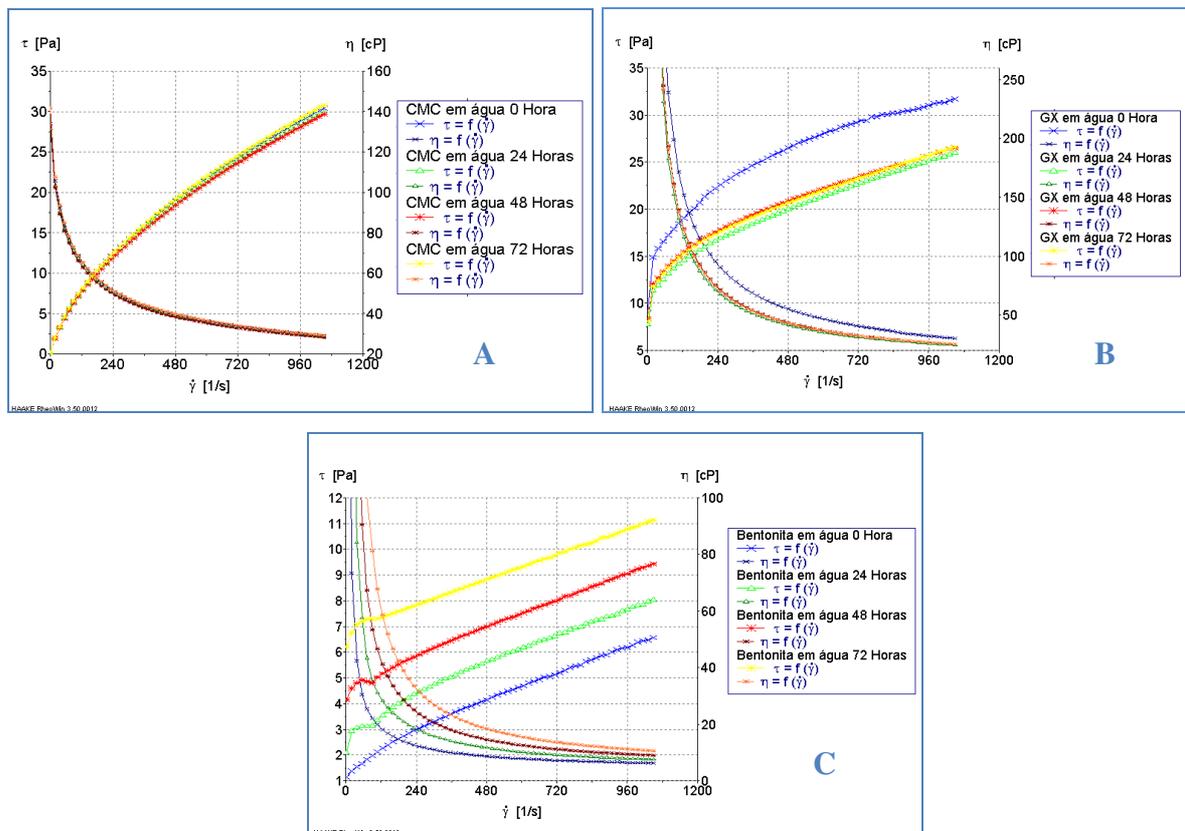


Figura 5. 1. Curvas de fluxo para (A) 0,85 % de CMC, (B) 0,68% de GX e (C) 5% de Bentonita, em água, em função do tempo de hidratação.

Observa-se na Figura 5.1 (A) que o comportamento reológico da suspensão de CMC não apresentou mudanças reológicas significativas desde o seu preparo até o final das 72 horas. Este resultado mostra que o CMC tem grande potencial de solubilidade e conseqüente molhabilidade, o que permite uma hidratação rápida quando submetido a condições de agitação adequadas. Isto pode ser explicado pela presença de sódio na molécula de CMC, que ao entrar em contato com a água se ioniza provocando a solvatação das moléculas. Durante o experimento observou-se que o CMC apresentou dificuldade de solvatar-se na água, porém, esta dificuldade pôde ser vencida mediante de condições adequadas de agitação.

A hidratação da suspensão de GX, (Figura 5.1 B), apresentou uma diminuição na viscosidade do fluido após 24 horas de seu preparo. Foi observado durante o experimento a incorporação de bolhas de ar ao fluido, após a agitação, que desapareceu depois de 24 horas. Atribui-se a este fato a alta viscosidade adquirida pelo fluido com a adição da GX, o que interfere na observação do efeito do tempo de hidratação nas primeiras 24 horas. Para evitar este problema é aconselhável a adição de um agente anti-espumante ao sistema fluido.

Analisando, ainda, a Figura 5.1, observa-se que a bentonita aumenta a viscosidade do meio com o tempo de hidratação, é observado que 72 horas não foi tempo suficiente para hidratação da bentonita, e viscosificar o meio em sua capacidade máxima.

O processo de hidratação polimérica é atribuído a completa dispersão do polímero no meio aquoso, isso ocorre quando as cadeias poliméricas são solvatadas pelas moléculas de água devido ao rompimento das pontes de hidrogênio. A hidratação da bentonita não foi completada ao término de 72 horas, isso demonstra que a amostra estudada possui uma alta capacidade de inchamento que pode chegar a 20 vezes o seu tamanho original. Este fato pode ser agregado a muitos fatores como natureza do cátion interplanar, carga lamelar, natureza dos sítios geradores de carga, interstratificação. Porém, o fator mais relevante apresentado na literatura costuma ser a natureza do cátion interplanar, uma vez que se o íon sódio, que se hidrata muito facilmente, estiver presente em quantidades apreciáveis, a esmectita apresenta alta capacidade de inchamento, enquanto que se outros íons, como o cálcio ou o potássio, forem predominantes, sua hidratação pouco intensa não permite uma grande separação das camadas.

## 5.2 - Estudo reológico do Carboximetilcelulose (CMC)

Nas Figuras 5.2 (A) e (B) encontram-se, respectivamente, as curvas de fluxo e as viscosidades para todos os fluidos preparados com CMC.

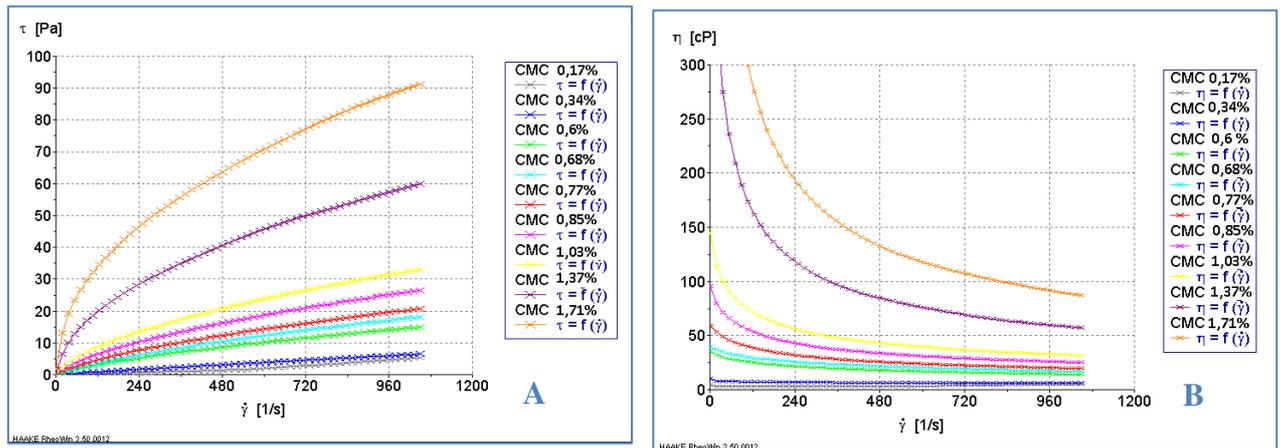


Figura 5. 2. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da taxa de cisalhamento e da concentração de CMC no meio.

Os fluidos preparados com CMC apresentaram comportamento não-newtoniano como pode ser observado na Figura 5.2 (A), na qual a relação de tensão cisalhante por taxa de cisalhamento não é constante. Isto ocorreu para todas as concentrações de CMC estudadas.

A viscosidade do fluido aumenta com o aumento da concentração de CMC no meio e diminui com o aumento da taxa de cisalhamento (Figura 5.2 (B)), caracterizando este polímero como agente modificador reológico com características pseudoplásticas, tornando-o um aditivo de grande interesse para aplicação em fluidos de perfuração. A perda de viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento deve-se ao fato das partículas dispersas nos sistemas pseudoplásticos, em repouso, estarem de forma irregular (placas planares, filamentos e gotas), proporcionando ao fluido uma alta resistência ao fluxo caracterizada pela alta viscosidade. Com o aumento do cisalhamento essas partículas se orientam linearmente na direção do fluxo, diminuindo assim sua viscosidade.

Ainda na Figura 5.2 (A), pode-se observar que os reogramas tendem para a origem dos eixos, isso mostra que os fluidos preparados com CMC não oferecem resistência ao fluxo inicial, ou seja, limite de escoamento igual ou muito próximo de zero. O fator chave para esse comportamento são as forças interpartículas e/ou intermoleculares fracas, formadas nas dispersões de CMC.

Foram aplicados os modelos de Bingham e de Ostwald de Waale, a fim de verificar as suas aplicabilidades no comportamento reológico destas dispersões poliméricas.

A modelagem matemática foi realizada para todas as concentrações de CMC estudadas (Tabela 4.3), porém, as discussões serão feitas com base nos fluidos com maior e menor concentração. Todos reogramas com aplicação dos modelos poderão ser encontrados em anexo a este documento. Os valores dos parâmetros dos modelos aplicados e os valores de coeficiente lineares de todos os fluidos preparados com CMC estão apresentados na Tabela 5.1. Os valores de tixotropia calculados pelo software são apresentados na Tabela 5.2.

A Figura 5.3 mostra a curva de fluxo, viscosidade (A) e histerese (B) em relação à taxa de cisalhamento para o fluido preparado com 0,17 % de CMC.

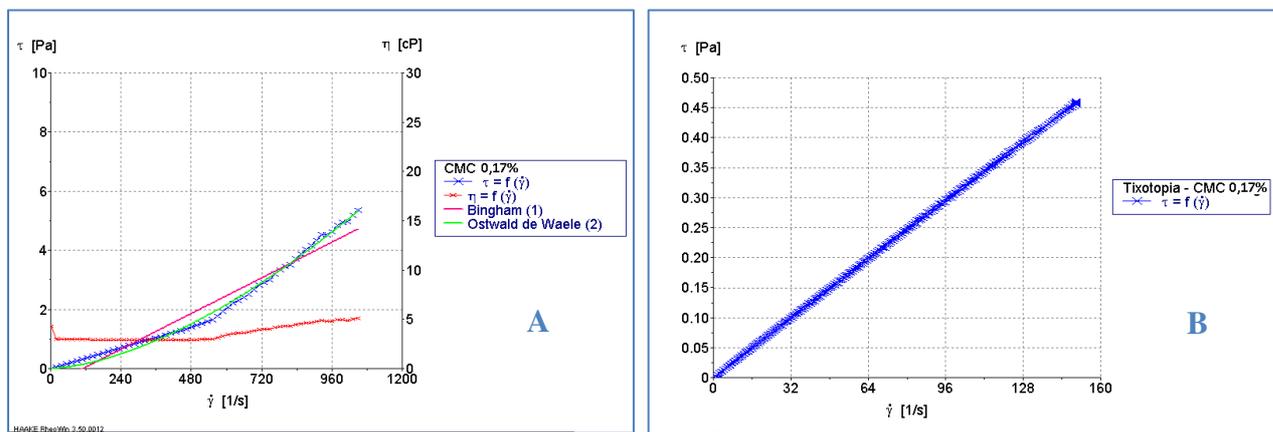


Figura 5. 3 (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley e (B) Histerese para fluido preparado com 0.17 % de CMC.

Observa-se na curva de fluxo da Figura 5.3 (A), que o fluido preparado com 0,17 % de CMC, para baixas taxas de cisalhamento ( $1-552 \text{ s}^{-1}$ ), se comporta como fluido Newtoniano, tendo o seu valor de viscosidade constante para qualquer taxa de cisalhamento dentro deste intervalo. Para valores de taxa de cisalhamento em um intervalo de  $553-1022 \text{ s}^{-1}$ , a viscosidade não apresenta valor constante aumentando em aproximadamente 2 cP. Este fenômeno pode ser atribuído a baixa concentração de CMC, que nesta concentração não é suficiente para se dispersar completamente na fase contínua (água), pois a baixas taxas de cisalhamento as moléculas do polímero não interagem fortemente, se comportando como esferas soltas no meio, estas esferas acompanham o movimento do fluido, porém, quando a taxa aumenta começa a haver interação entre elas dificultando o movimento do fluido aumentando assim sua viscosidade.

O modelo de Bingham não se mostrou adequado para a curva de fluxo em nenhum intervalo de taxa, porém o de Ostwald de Waale apresentou uma melhor correlação se adequando a curva para valores de taxa de cisalhamento entre  $553 - 1022 \text{ s}^{-1}$ .

A Figura 5.3 (B) mostra as rampas de ida e volta para análise do caráter tixotrópico do fluido. Percebe-se que as rampas se sobrepuseram, indicando que a amostra com 0,17 % não oferece características tixotrópica para o sistema, ou seja, caracterizando que não houve mudanças na viscosidade em função do tempo sob determinada taxa de cisalhamento. Isto comprova a baixa interação entre as moléculas de CMC no meio.

A Figura 5.4 mostra a curva de fluxo, viscosidade (A) e histerese (B) em relação à taxa de cisalhamento para o fluido preparado com 1,71% de CMC.

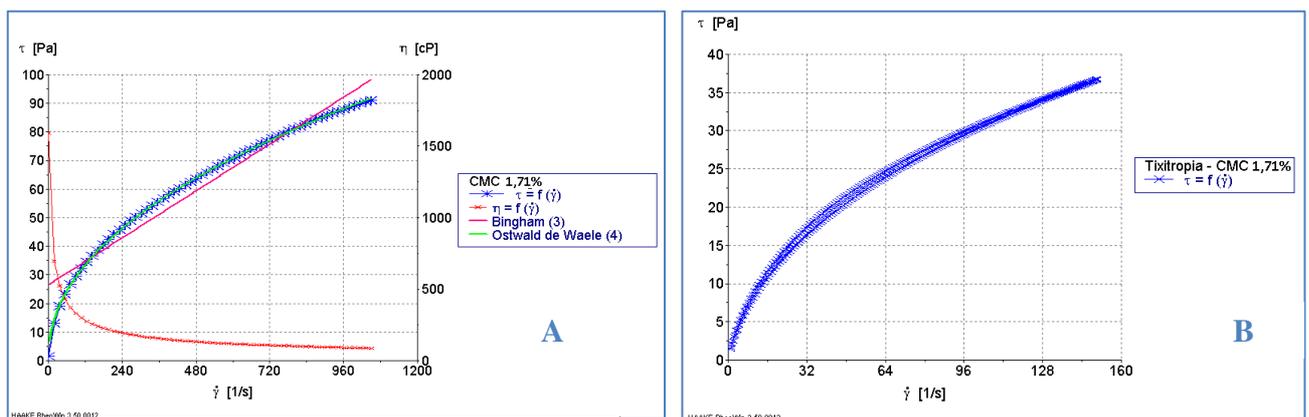


Figura 5. 4. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley e (B) Histerese, para fluido preparado com 1,71% de CMC.

Analisando a Figura 5.4 (A) pode ser observado que o modelo de Ostwald de Waale se adequa melhor que o modelo de Bingham para o sistema em estudo, este fato mostra que o sistema não apresenta limite de escoamento isto nos leva a concluir que o CMC, quando nas concentrações estudadas, apresentam interações intermoleculares fracas, o que permite uma resposta ao cisalhamento do fluido para baixas taxas de cisalhamento.

A partir da Figura 5.4 (B) podemos observar que o sistema em estudo não apresenta caráter tixotrópico para as concentrações de CMC estudadas. A Tabela 5.2 apresenta valores de magnitude tixotrópica, que aumenta com o aumento da concentração de CMC, porém quando se avalia os resultados numéricos em conjunto com os gráficos gerados pelo software (Figura 5.3 (B), 5.4 (B) e Anexo II), observa-se que as curvas de fluxo de ida e volta se

sobrepõem, não formando áreas entre elas, anulando a histerese, que é o que caracteriza o fluido como tixotrópico.

O modelo de Ostwald de Waale se adequou melhor que o modelo de Bingham para todas as concentrações de CMC estudadas, apresentando coeficiente linear entre 0,9967 e 0,9999 para todo intervalo de taxa de cisalhamento ( $1-1050s^{-1}$ ). Com exceção do fluido preparado com 0,17 % de CMC, o índice de comportamento calculado pelo modelo de Ostwald de Waale mostra que à medida que se aumenta a concentração de CMC no meio, o comportamento do fluido se afasta do comportamento Newtoniano ( $n = 1$ ), se comportando como pseudoplástico,  $0 < n < 1$ , para concentrações de CMC igual ou maior que 0,34% no intervalo de concentração estudado. O índice de consistência aumenta com o aumento da concentração deste polímero, indicando um maior grau de resistência ao fluxo para maiores concentrações de CMC (Tabela 5.1).

Tabela 5. 1. Valores dos coeficientes lineares e parâmetros dos modelos de Ostwald Waale e Bingham para os fluidos preparados com CMC.

Concentração de CMC (%)	Modelo de Bingham		Coefficiente Linear	Modelo de Ostwald de Waale		Coefficiente Linear
	$\tau = \mu_p + \tau_L$		R	$\tau = K(\dot{\gamma})^n$		R
	$\mu_p$	$\tau_L$		$n$	$K$	
0,17	0,005024	0,5544	0,9750	1,613	7,155e-05	0,9967
0,34	0,006091	0,1687	0,9997	0,9275	0,01024	0,9999
0,6	0,013350	1,7180	0,9919	0,7183	0,1017	0,9998
0,68	0,016300	1,9720	0,9923	0,7295	0,1143	0,9997
0,77	0,018150	2,8480	0,9898	0,6786	0,1858	0,9998
0,85	0,022820	4,1350	0,9878	0,6474	0,295	0,9998
1,03	0,028000	5,8130	0,9850	0,6474	0,4586	0,9998
1,37	0,047020	15,000	0,9739	0,5116	1,716	0,9998
1,71	0,068310	26,530	0,9694	0,4631	3,658	0,9999

Como mencionado anteriormente, os reogramas dos fluidos preparados com CMC partem da origem dos eixos, indicando que o valor do limite de escoamento inicial ( $\tau_L$ ) é zero ou próximo de zero. Na Tabela 5.1 verifica-se que os valores de  $\tau_L$  calculados pelo modelo de Bingham, com exceção dos fluidos preparados com 0,17 e 0,34 % de CMC apresentaram

valores entre 1,7 e 26,530, afastando-se significativamente do limite de escoamento real à medida que a concentração de CMC aumentou no sistema fluido. A viscosidade plástica obtida pelo modelo de Bingham aumentou com o aumento da concentração, isso caracteriza o aumento na quantidade de partículas no sistema, acarretando atrito entre as partículas dispersas e as moléculas de água, aumentando a resistência ao escoamento com o aumento da concentração do CMC no meio.

Tabela 5. 2. Valores de tixotropia, para os fluidos preparados com CMC.

Concentração de CMC em %	Tixotropia (Pa/s)
0,17	0,5838
0,34	1,435
0,6	5,406
0,68	6,723
0,77	5,374
0,85	12,52
1,03	14,86
1,37	63,79
1,71	105,4

### 5.2.1 – Influência da temperatura na reologia do fluido preparado com CMC

A Figura 5.5 (A) e (B) mostram respectivamente as curvas de fluxo e viscosidade em função da temperatura, para um fluido preparado com CMC.

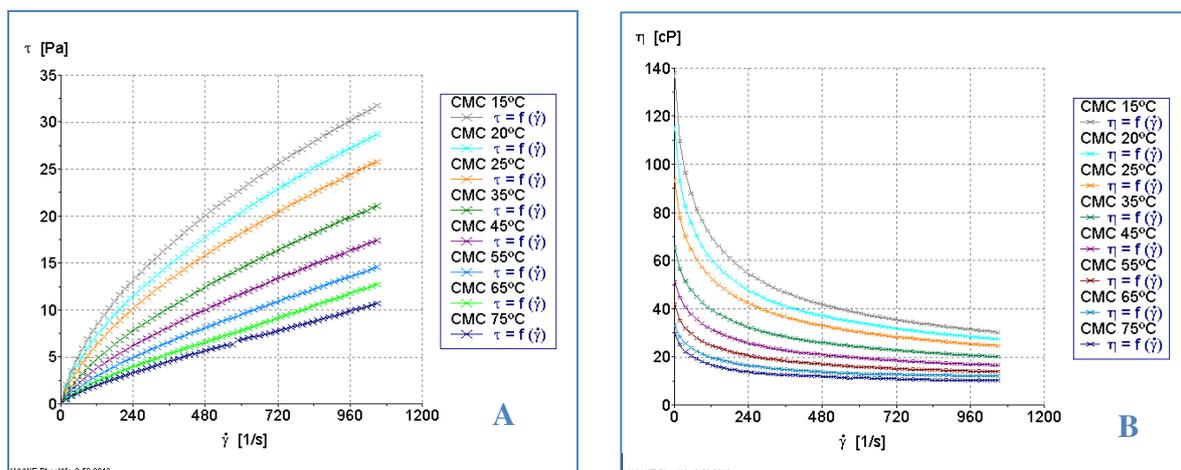


Figura 5. 5. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da temperatura de operação para um fluido preparado com 0,85% de CMC.

As curvas de fluxo da Figura 5.5 (A) foram ajustadas pelo modelo de Ostwald de Waale, levando em consideração que este modelo apresentou os melhores resultados para as diversas concentrações de CMC em temperatura ambiente. O aumento na temperatura fez com que o comportamento do fluido tendesse para o comportamento Newtoniano ( $n=1$ ), apresentando valores de “ $n$ ” crescentes como mostra a Tabela 5.3. O índice de consistência  $K$  diminui com o aumento da temperatura, como o valor deste índice está diretamente ligado com a “consistência” do fluido, pode-se observar, na Figura 5.5 (B), que a viscosidade diminui com o aumento da temperatura.

Tabela 5. 3. Valores de coeficiente linear e parâmetros do modelo de Ostwald Waale para um fluido preparado com CMC em função da temperatura.

<i>Modelo de Ostwald de Waale</i>			
$\tau = K(\dot{\gamma})^n$			
T °C	K	n	R
15	0,4694	0,6068	0,9997
20	0,3630	0,6293	0,9998
25	0,3008	0,6408	0,9998
35	0,1835	0,6824	0,9998
45	0,1296	0,7042	0,9999
55	0,0874	0,7341	0,9999
65	0,0489	0,7965	0,9994
75	0,0444	0,7858	0,9997
85	0,0321	0,8096	0,9997

A partir dos resultados apresentados na Tabela 5.3 conclui-se que ao passo que a temperatura aumenta a interação das moléculas de CMC com a água aumenta, estruturando o fluido como um meio homogêneo passando assim a um comportamento Newtoniano com o acréscimo da temperatura.

### 5.3 - Estudo reológico da Goma Xantana (GX)

Na Figura 5.6 (A) e (B) encontram-se, respectivamente, as curvas de fluxo e as viscosidades para todos os fluidos preparados com GX.

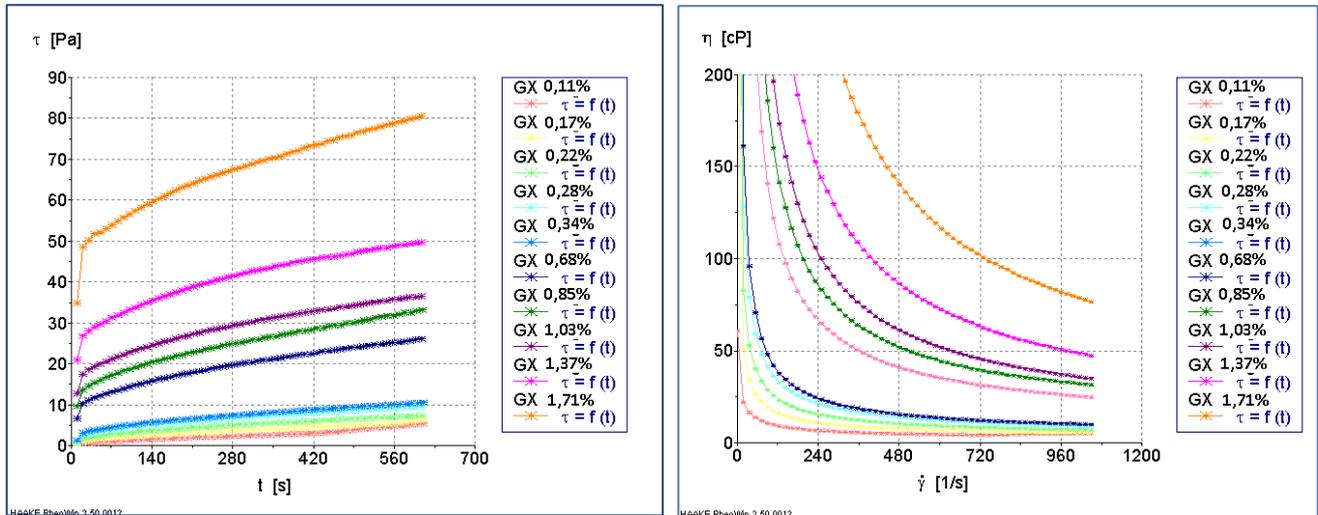


Figura 5. 6. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da taxa de cisalhamento e da concentração de GX no meio.

Os fluidos preparados com GX apresentaram comportamento não Newtoniano como pode ser observado na Figura 5.6 (A), onde a relação de tensão cisalhante por taxa de cisalhamento não é constante para as concentrações de GX estudadas. Observa-se também que o aumento da concentração de GX no meio oferece ao fluido um acréscimo no limite escoamento inicial. Devido à presença significativa do valor de limite de escoamento, nos fluidos preparados com GX, será aplicado o modelo de Herschell-Bulkley além do modelo de Bingham e o de Oswald de Waale.

A viscosidade do fluido aumenta com o acréscimo da concentração de GX no meio e diminui com o aumento da taxa de cisalhamento, Figura 5.6 (B) o que caracteriza, respectivamente, este polímero como agente modificador reológico com características pseudoplásticas, fazendo deste polímero um aditivo bastante utilizado em formulações de fluidos de perfuração. Em contra partida ao observado nos fluidos preparados com CMC, em relação ao limite de escoamento, a GX apresentou este parâmetro com bastante evidência, aumentando com o aumento da concentração deste polímero no meio. Isto mostra que as interações intramoleculares da GX são bem mais fortes que a do CMC.

A modelagem matemática foi realizada para todas as concentrações de GX, mostradas na Tabela 4.3, os resultados para a GX serão mostrados conforme os resultados de CMC foram apresentados. Os valores dos parâmetros dos modelos aplicados e os valores de coeficiente lineares de todos os fluidos preparados com GX serão apresentados na Tabela 5.4. Os valores de tixotropia calculado pelo software são apresentados mais adiante na Tabela 5.5.

A Figura 5.7 mostra a curva de fluxo, viscosidade (A) e histerese (B) em relação à taxa de cisalhamento para o fluido preparado com 0,11% de GX.

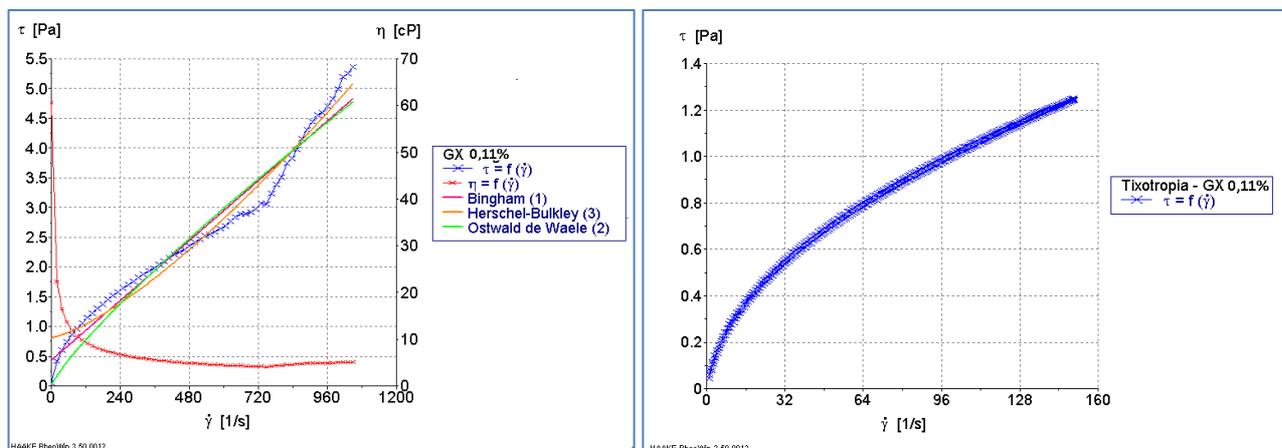


Figura 5. 7. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley e (B) Histerese, para fluido preparado com 0,11% de GX .

Observa-se na curva de fluxo da Figura 5.7 (A), que para o fluido preparado com 0,11% de GX, os modelos de Bingham, Ostwald Waale e Herschell-Bulkley não se adéquam a curva de fluxo gerada para essa concentração de GX. A Figura 5.7 (B) mostra que para essa concentração a GX não apresenta caráter tixotrópico.

Analisando, ainda, a Figura 5.7 (A), pode ser observado uma quebra de comportamento da curva de fluxo, (tensão x taxa), isso pode ter ocorrido pelo fato de que a baixas concentrações e baixas taxas de cisalhamento as moléculas do polímero funcionam como esferas que acompanha o movimento do fluido a parti do momento que a taxa de cisalhamento aumenta as moléculas passam a interagir aumentando a viscosidade.

A Figura 5.8 (A) e (B), mostra a curva de fluxo e viscosidade em relação à taxa de cisalhamento e histerese para o fluido preparado com 1,71% de GX.

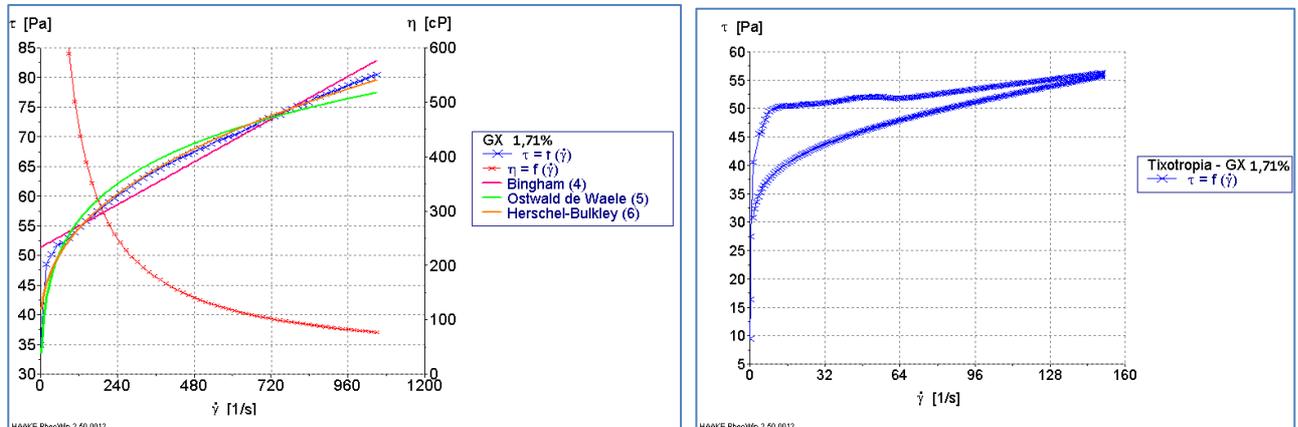


Figura 5. 8. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley (B) Histerese, para fluido preparado com 1,71% de GX .

A Figura 5.8 (A) mostra que o modelo de Herschell-Bulkley se adequou melhor que o de Bingham e o de Ostwald Waale. O mesmo resultado foi obtido para todas as concentrações estudadas com exceção do fluido preparado com 1,71% de GX, como foi mostrado anteriormente.

As curvas de fluxo de ida e volta que caracterizam a tixotropia pela histerese, na Figura 5.8 (B) mostram que, para esta concentração, a GX apresenta caráter tixotrópico. Isso é caracterizado pela redução significativa na viscosidade sob taxa de cisalhamento constante em função do tempo, e pela recuperação da viscosidade do fluido quando o cisalhamento foi suspenso. Esse comportamento foi observado para os fluidos preparados com concentrações maiores que 0,34% (Figura 5.9).

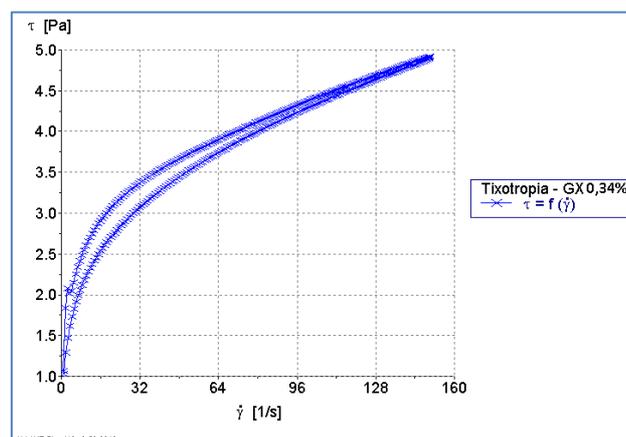


Figura 5. 9. Histerese para fluido preparado com 0,34 % de GX.

Na Tabela 5.4 encontram-se valores de magnitude tixotrópica para os fluidos preparados com GX, para valores de concentração entre 0,34 e 1,71 % este polímero oferece características tixotrópicas ao fluido. Isso ocorre uma vez que a partir de determinada concentração este polímero gera uma estrutura tridimensional, (chamada *gel*), sustentada pelas ligações iônicas e de hidrogênio conferindo ao fluido alta viscosidade, quando este encontra-se em repouso, porém, como essa estrutura é sustentada por ligações fracas elas são rompidas com facilidade quando o fluido é sujeito a condições bruscas de cisalhamento levando o fluido ao estado *sol*.

Tabela 5. 4. Valores de tixotropia, para os fluidos preparados com GX.

Concentração de GX em $\text{g/cm}^3$	Tixotropia (Pa/s)
0,11	2,869
0,17	4,922
0,22	8,259
0,28	13,56
0,34	26,64
0,68	126,7
0,85	157,1
1,03	200,5
1,37	270,3
1,71	721,3

O modelo de Herschell-Bulkley se adequou melhor que o modelo de Bingham e o modelo de Ostwald de Waale para todas as concentrações de GX estudadas, com exceção do fluido preparado com 0,11%, o coeficiente linear apresentou valores entre 0.9967 e 0.9998 para todo intervalo de taxa de cisalhamento ( $1-1050\text{s}^{-1}$ ). Ainda com exceção do fluido preparado com 0,11% de GX, o índice de comportamento calculado pelo modelo Herschell-Bulkley mostra que à medida que se aumenta a concentração de GX no meio, o comportamento do fluido se afasta do comportamento Newtoniano ( $n = 1$ ), se comportando como pseudoplástico,  $0 < n < 1$ . O índice de consistência aumenta com o aumento da concentração deste polímero, indicando um maior grau de resistência ao fluxo para concentrações mais altas de GX. Tabela 5.5.

Tabela 5. 5. Valores dos coeficientes lineares e parâmetros dos modelos de Bingham de Ostwald Waale e Herschell-Bulkley para os fluidos preparados com CMC.

GX (%)	Modelo de Bingham		Coefic. Linear	Modelo de Ostwald de Waale		Coefic. Linear	Modelo de Herschell-Bulkley			Coefic. Linear
	$\tau = \mu_P + \tau_L$			$\tau = K(\dot{\gamma})^n$			$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n$			
	Parâmetros		R	Parâmetros		R	Parâmetros			R
$\mu_P$	$\tau_L$	n		K	$\tau_0$		K	n		
0,11	0,004193	0,4271	0,9819	0,8412	0,01373	0,9747	0,8069	0,00034 83	1,353	0,9858
0,17	0,004385	1,403	0,9874	0,5211	0,1502	0,9933	0,5501	0,06577	0,6263	0,9967
0,22	0,0052	2,263	0,9796	0,4385	0,3407	0,9978	1,09	0,1046	0,5876	0,9997
0,28	0,00629	3,32	0,9754	0,3898	0,6131	0,9973	1,032	0,2951	0,4797	0,999
0,34	0,00674	3,876	0,9775	0,3688	0,7823	0,995	1,588	0,278	0,4957	0,9984
0,68	0,01457	11,92	0,9773	0,2861	3,447	0,9884	7,019	0,5852	0,4994	0,9991
0,85	0,01767	15,62	0,9807	0,2679	4,908	0,9834	10,36	0,5578	0,5304	0,9987
1,03	0,01759	19,81	0,9705	0,2202	7,686	0,9845	14,37	0,6325	0,5124	0,9998
1,37	0,02116	29,76	0,9663	0,181	13,75	0,9799	20,32	1,484	0,4298	0,9992
1,71	0,03007	51,3	0,9639	0,1503	27,21	0,9767	44,96	0,6118	0,5835	0,9997

### 5.3.1 – Influência da temperatura na reologia do fluido preparado com GX

A Figura 5.10 (A) e (B) mostram respectivamente as curvas de fluxo e viscosidade em função da temperatura, para um fluido preparado com 0,68% de GX.

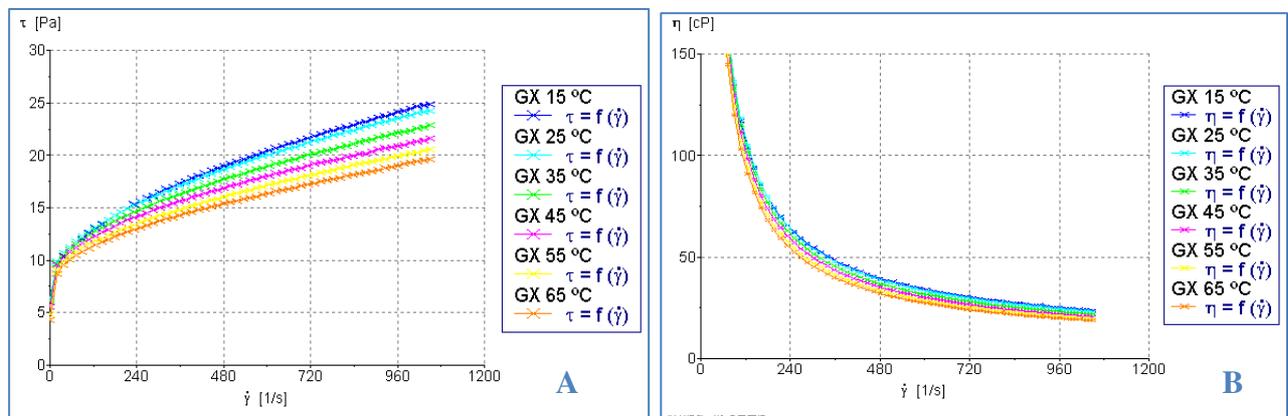


Figura 5. 10. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da temperatura de operação para um fluido preparado com 0,68% de GX.

Observando a Figura 5.10 e a Tabela 5.6 pode-se concluir que o limite de escoamento do fluido preparado com a GX diminui com o aumento da temperatura, mas, mantém a viscosidade, sua propriedade principal, em torno de um valor constante mesmo com o acréscimo da temperatura. Através do índice de comportamento,  $n$ , é possível afirmar que as características pseudoplásticas da GX são conservadas quando este é exposto á temperaturas entre 15 e 65 °C ( $0 < n < 1$ ).

Tabela 5. 6. Valores de coeficiente linear e parâmetros do modelo de Herschell-Bulkley de um fluido preparado com 0,82 % de GX em função da temperatura.

Modelo de Herschell-Bulkley				
$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n$				
T °C	$\tau_0$	K	n	R
15	6,456	0,6339	0,4837	0,9996
25	6,477	0,6957	0,4649	0,9991
35	6,270	0,7448	0,4441	0,9986
45	5,660	0,9220	0,4069	0,9976
55	4,991	1,005	0,3911	0,9966
65	4,194	0,34	0,3538	0,9958

#### 5.4 - Estudo reológico da Bentonita

A Figura 5.11 (A) e (B) mostra a curva de fluxo e viscosidade em relação à taxa de cisalhamento e histerese para o fluido preparado com 5,0 % de bentonita em água.

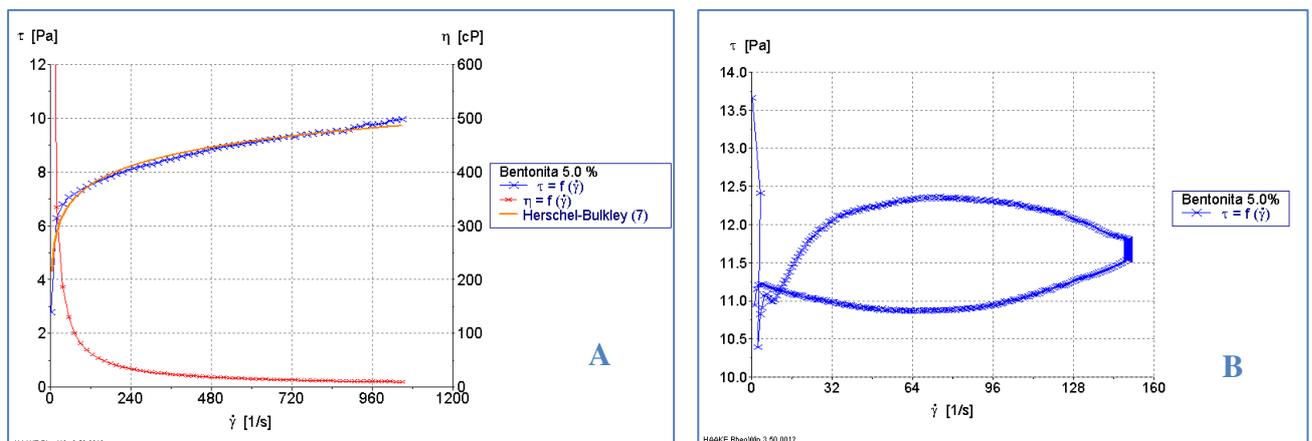


Figura 5. 11. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Herschell-Bulkley (B) Histerese para fluido preparado com 5,0 % GX .

O modelo de Herschell-Bulkley foi aplicado para avaliar o comportamento reológico das suspensões de bentonita em água, pelo fato destas suspensões apresentarem uma resistência inicial à taxa de cisalhamento. O modelo representou bem a curva de fluxo gerada, como pode ser observado na Figura 5.11 (A). A Tabela 5.7. mostra o comportamento tixotrópico para as dispersões preparadas de 2,0 a 5,0 % em bentonita, sendo mais significativa nesta última concentração, que é mostrada na Figura 5.11 (B). As amostras preparadas com 2,0 e 3,0 % de bentonita apresentaram valores negativos, (Tabela 5.8), isto pode ter ocorrido pela instabilidade dos fluidos preparados nessas concentrações deste aditivo, proporcionando a sedimentação das partículas sólidas de Bentonita antes da medição do equipamento.

Tabela 5. 7. Valores de tixotropia, para as dispersões de bentonita em água.

<b>Bentonita (%)</b>	<b>Tixotropia (Pa/s)</b>
2,0	-2,02
3,0	-5,31
4,0	40,23
5,0	189,7

Analisando, ainda, a Figura 5.11 (B) é observado que a tixotropia promovida pela Bentonita é evidente, praticamente, em toda região do gráfico, salvo para taxas de cisalhamento menores que  $15 \text{ s}^{-1}$ , onde temos uma diminuição da viscosidade. Isso pode ser justificado pela baixa estabilidade do sistema de bentonita em água, que proporciona a separação das fases, afetando diretamente a estrutura e viscosidade do meio.

O limite de escoamento calculado pelo modelo de Herschell-Bulkley representou bem os valores reais, o índice de consistência aumentou com o aumento da concentração de bentonita, apresentando valores de viscosidade maiores para dispersões preparadas com maiores quantidades de argila. Baixas concentrações de bentonita (2,0 % e 3,0 %) não conferem pseudoplasticidade ao sistema, apresentando valores de “*n*” maiores que a unidade, (Tabela 5.8).

Tabela 5. 8. Valores dos coeficientes lineares e parâmetros do modelo de Herschell-Bulkley para dispersões de bentonita em água.

<b>Modelo de Herschell-Bulkley</b>				
$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n$				
Bentonita (%)	$\tau_0$	K	n	R
2.0	0,02426	$7,134e^{-5}$	1,573	0,9997
3.0	0,3821	0,00129	1,507	0,9997
4.0	0,7099	0,03751	0,7053	0,9941
5.0	1,923	0,04143	0,7095	0,9993

Analisando a Tabela 5.8 observa-se que para as concentrações de 2 e 3% o índice de consistência (K), apresenta valores muito baixos, o que significa que o fluido assume baixa resistência ao fluxo. O índice de comportamento para essas concentrações apresenta valores maiores que um, caracterizando os fluidos como dilatantes.

#### 5.4.1 – Influência da temperatura na reologia do fluido preparado com Bentonita

As Figuras 5.13 (A) e (B) mostram respectivamente as curvas de fluxo e viscosidade em função da temperatura, para uma dispersão de 5% de bentonita em água.

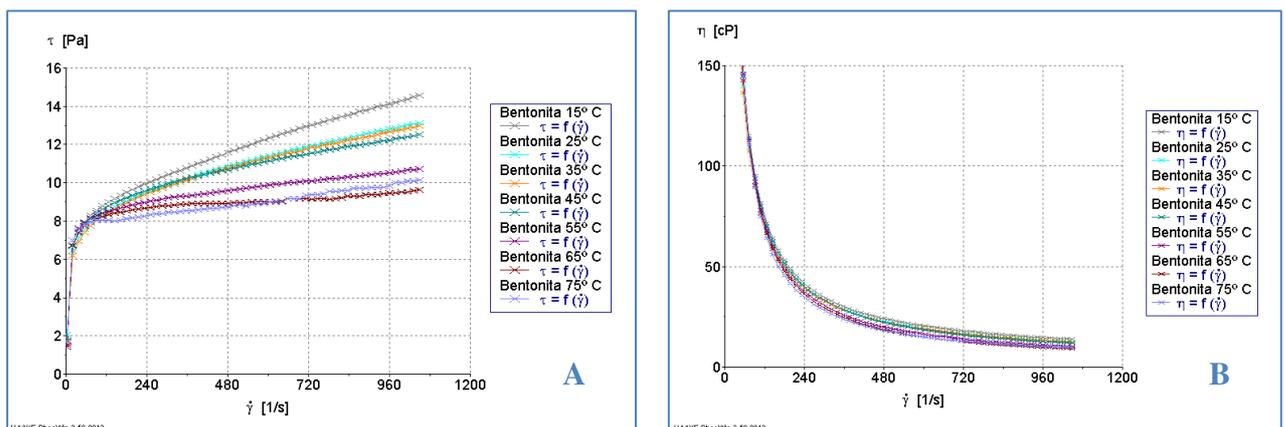


Figura 5. 12. Curvas de fluxo (A) e viscosidade (B) em função da temperatura de operação para 5% de bentonita dispersa em água.

Observa-se nas Figuras 5.13 (A) e (B) que o limite de escoamento é afetado com o aumento da temperatura para suspensões de bentonita, a medida que se aumenta a temperatura ocorre uma redução na tensão de cisalhamento para mesmas taxas cisalhantes.

### 5.5 – Estudo reológico de combinações de Bentonita + GX, Bentonita + CMC.

O modelo de Herschell-Bulkley foi o que melhor representou os dados reológicos de Bentonita como aditivo, diante disto o mesmo foi aplicado nos dados obtidos pela mistura dos viscosificantes.

Figura 5.13 (A) mostra a curva de fluxo e viscosidade em relação à taxa de cisalhamento com aplicação do modelo de Herschell-Bulkley e a Figura 5.13 (B) mostra a histerese para o fluido preparado com 2.0 % de bentonita + 0,68% de CMC.

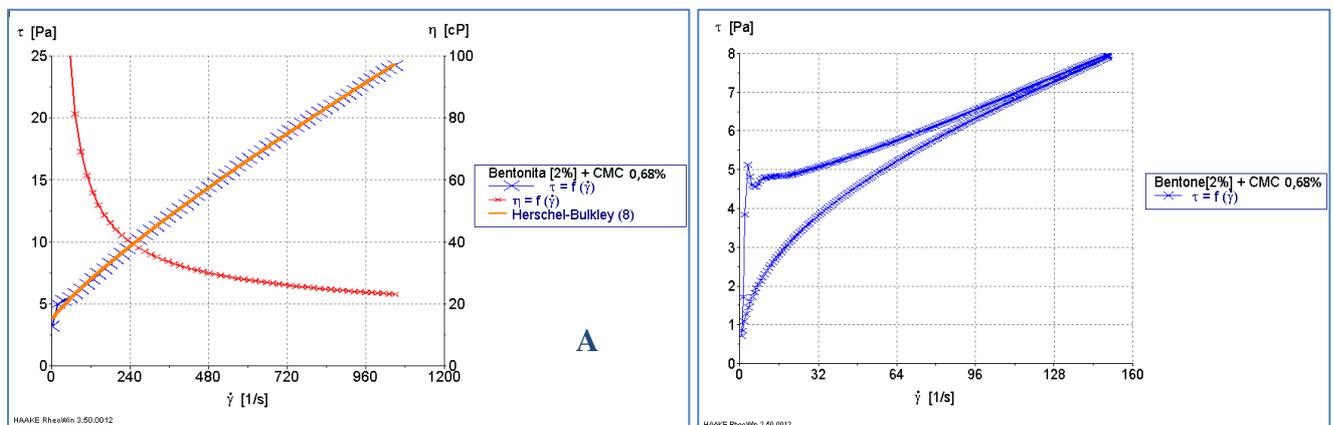


Figura 5. 13. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Herschell-Bulkley e (B) Histerese para fluido preparado com 2.0 % de bentonita + 0,68% de CMC .

O modelo aplicado apresentou coeficiente linear igual a 0.9998 (Tabela 5.9). Ambos os sistemas fluidos, preparado com bentonita e CMC, quando analisados nestas concentrações isoladamente, apresentaram limite de escoamento igual e muito próximo de zero, respectivamente. A aditivação do CMC no sistema água e bentonita, aumentou o limite de escoamento do fluido, como pode ser observado na Figura 5.13 (A), proporcionou uma maior viscosidade, parâmetro este que pode ser concluído ao analisarmos o índice de consistência “K” da suspensão de bentonita 2% (Tabela 5.8) e bentonita 2% + 0,68% de CMC (Tabela 5.9), conferindo ainda pseudoplasticidade ao sistema ( $0 < n > 1$ ) como mostra a Tabela 5.9. Ambos os sistemas estudados isoladamente, nessas concentrações, não apresentaram caráter tixotrópico, porém na Figura 5.13 (B) percebe-se uma mudança significativa na viscosidade do fluido sob taxa de cisalhamento constante em função do tempo. Este sistema apresentou valor de magnitude tixotrópica igual a 110.8 Pa/s.

Tabela 5. 9. Valores de coeficiente linear e parâmetros do modelo de Herschell-Bulkley para fluxo para fluido preparado com 2,0 % de bentonita + 0,68% de CMC.

<b>Modelo de Herschell-Bulkley</b>	
$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n$	
$\tau_0$	3,654
$K$	0,06038
$n$	0,8390
R	0,9998

Com a análise das Figuras 5.12 (B) e 5.13 (A), é possível observar que para taxa de cisalhamento igual a  $240 \text{ s}^{-1}$ , a viscosidade do fluido gira em torno de 40 cP, em ambos os casos. Este fato pode ser justificado pela dispersão, na fase líquida (água), dos grupos funcionais do polímero (CMC), se tornando mais ou menos dissociados e alongando a cadeia polimérica, estas cadeias são adsorvidas às superfície de argila, onde as cargas negativas do CMC neutraliza as cargas positivas presentes na superfície da Bentonita.

Quando a Bentonita sofre hidratação a água penetra entre as placas da sua estrutura, logo provoca um aumento de volume “inchamento” e um seqüencial distanciamento das placas, neste momento se a concentração de Bentonita no meio é alta, ocorre o contato entre várias partículas dispersas da argila, gerando no meio uma tensão interna, provocando assim o aumento da viscosidade. Quando a concentração de Bentonita no meio é baixa o “inchamento” das partículas não é suficientemente grande para promover uma interação entre elas, o que impossibilita a formação da estrutura do fluido e conseqüente aumento de viscosidade.

No caso da mistura da mistura de bentonita com o CMC pode ser concluído, também, que existe uma distribuição de água para hidratar a bentonita e o CMC, pois, considerando que cada um dos aditivos consoma 50% da água disponível, tem-se de um lado uma bentonita hidratada no meio, com uma concentração equivalente a 2%, e de outro, o CMC hidratado com uma concentração de 0,68%, que em ambos os casos, não gera uma viscosidade acentuada no fluido, quando analisados isoladamente.

Diante disto, pode-se afirmar que a Bentonita utiliza parte da água para se hidratar, mas não o suficiente para promover a interação entre partículas, enquanto que o CMC utiliza

sua alta capacidade de hidratação para se hidratar e se posicionar entre as partículas da Bentonita, estruturando o fluido e gerando viscosidade.

A Figura 5.14 (A) e (B) mostram a curva de fluxo e viscosidade em relação à taxa de cisalhamento com aplicação do modelo de Herschell-Bulkley e histerese, respectivamente, para o fluido preparado com 2,0 % de Bentonita + 0,17 % de GX.

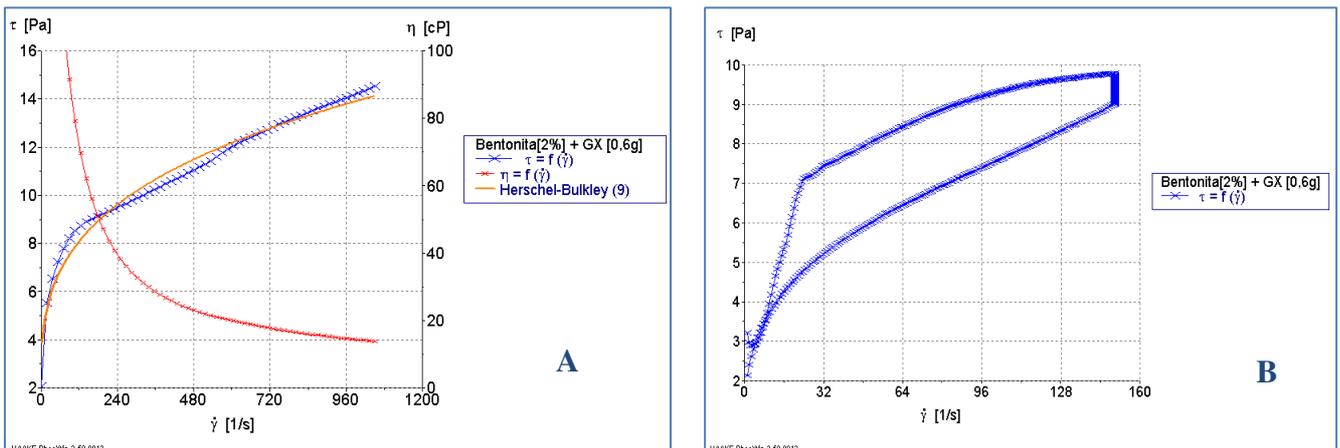


Figura 5. 14. (A) Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Herschell-Bulkley e (B) Histerese para fluido preparado com 2,0 % de Bentonita + 0,17 % de GX.

O modelo aplicado apresentou coeficiente linear igual a 0.99901(Tabela 5.10). O limite de escoamento desta mistura de bentonita e goma xantana nestas concentrações apresentou valor menor que o sistema aditivado com CMC, como pode ser observado nas Figuras 5.13 (A) e 5.14 (A) e conferido na Tabela 5.9. A aditivação da GX no sistema água e bentonita, proporcionou uma maior viscosidade que o sistema aditivado com CMC parâmetro este que pode ser concluído ao analisarmos o índice de consistência “ $K$ ” da Tabela 5.9 e da Tabela 5.10, conferindo ainda pseudoplasticidade ao sistema ( $0 < n < 1$ ). Ambos os sistemas estudados, nessas concentrações isoladamente, não apresentaram caráter tixotrópico, porém nas Figuras 5.13 (B) e 5.14 (B) percebe-se uma mudança significativa na viscosidade do fluido sob taxa de cisalhamento constante em função do tempo. Este sistema apresentou valor de magnitude tixotrópica igual a 241,5 Pa/s.

Tabela 5. 10. Valores de coeficiente linear e parâmetros do modelo de Herschell-Bulkley para fluxo para fluido preparado com 2,0 % de bentonita + 0,17 % de GX.

<b>Modelo de Herschell-Bulkley</b>	
$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n$	
$\tau_0$	1,508
$K$	1,564
$n$	0,3001
R	0,99901

Assim como no caso do sistema bentonita/CMC o sistema Bentonita/GX apresentou o mesmo comportamento, isto é, a GX promove uma melhora nas propriedades reológicas das suspensões de bentonita, auxiliando na interação entre partículas de argila gerando viscosidade ao meio, porém, em uma concentração menor que a utilizada nos fluidos aditivados com CMC.

## 5.6 - Estudo da estabilidade de fluidos

Um parâmetro tão importante quanto os reológicos para um fluido de perfuração, é a estabilidade, que mostra quanto um sistema permanece macroscopicamente homogêneo durante o tempo. Este parâmetro está diretamente relacionado com o armazenamento desses fluidos até a sua utilização.

Neste trabalho foram estudados os fluidos aditivados com CMC, GX e Bentonita.

### 5.6.1 Fluidos aditivados com CMC

Os fluidos aditivados com CMC tiveram a seguinte composição deste aditivo: 0,17 – 0,34 – 0,6 – 0,68 – 0,77 – 0,85 – 1,03 – 1,37 – 1,71 % de CMC em 350 mL de água.

As Figuras referentes ao estudo de estabilidade para todas as concentrações citadas podem ser encontradas em anexo a esse documento.

A Figura 5.15 (I), (II) e (III) mostram os resultados da transmitância da luz em função do tempo, caracterizando a resistência à centrifugação, de uma força igual a 1000 rpm, durante 55 minutos, para fluidos preparados com 0,17 – 0,85 e 1,03% de CMC em 350 mL de água.

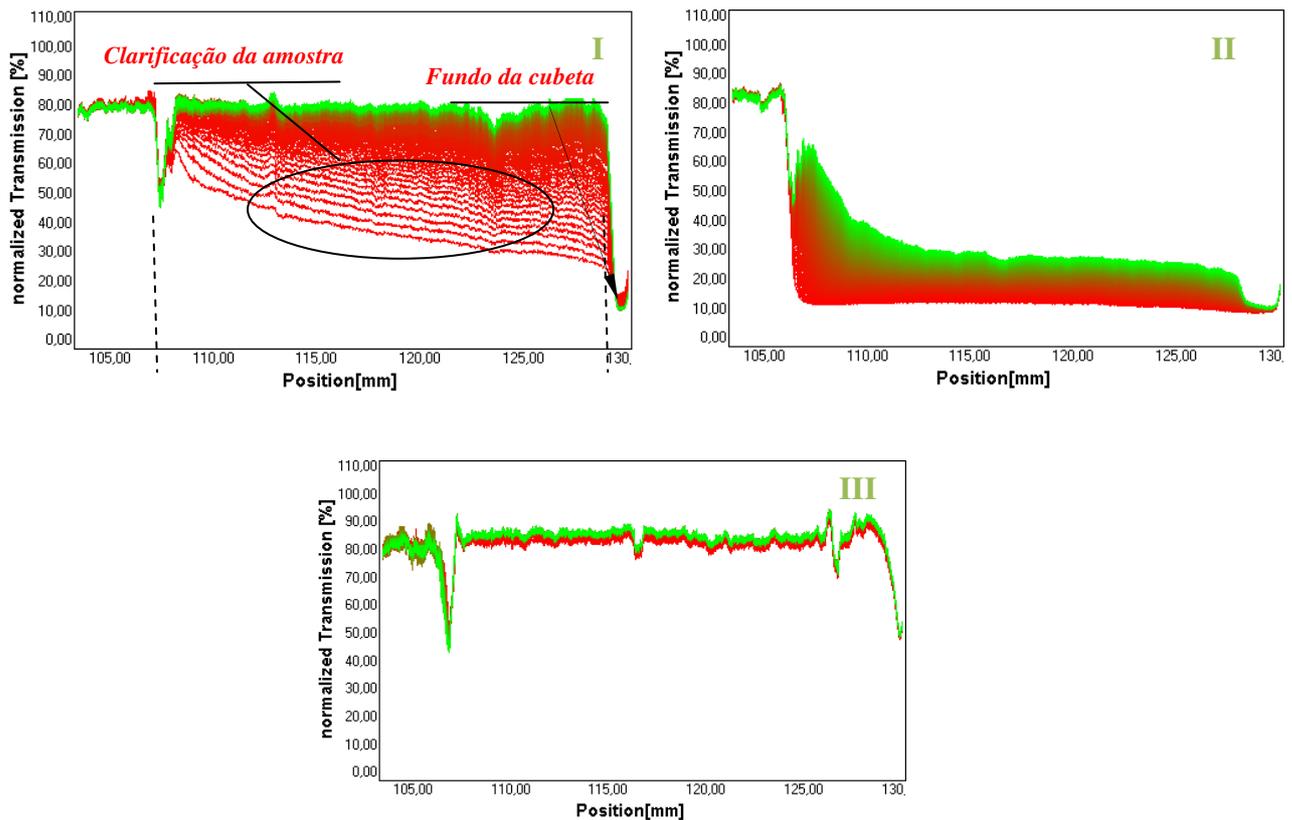


Figura 5. 15. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada com 0,17 (I), 0,85(II) e 1,03% de CMC.

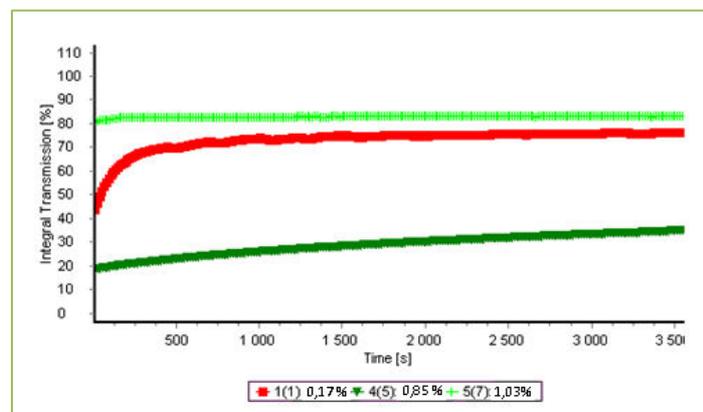


Figura 5. 16. Integral do total de NIR recebido de cada espectro colocado em função do tempo, para fluidos preparados com CMC.

Analisando as Figuras 5.15 e 5.16, pode ser observado que com o aumento da concentração de CMC a estabilidade do fluido aumenta. O fluido preparado com 0,17 % de CMC, em 350 mL de água, apresentou clarificação ao longo do comprimento total da cubeta, indicando a separação das fases e a instabilidade do sistema. Isto é justificado pela baixa concentração de CMC no meio, impossibilitando o polímero de formar redes estruturadas para conferir viscosidade ao fluido. O fluido preparado com 0,85% de CMC se mostrou mais resistente ao processo de centrifugação conferindo uma melhor estabilidade ao sistema, porém o fluido aditivado com 1,03% de CMC foi o mais estável e gerou uma viscosidade, aproximada, de 40 cP, em uma taxa de cisalhamento igual a  $240 \text{ s}^{-1}$ , o suficiente para sustentar os sólidos finos que compõem o fluido, garantindo estabilidade ao sistema. Isto pode ser verificado na Figura 5.16, onde cada ponto da curva se refere a integração do total de luz recebida de cada espectro em função do tempo. Dessa forma quanto menor for o ângulo da reta inicial, mais estável é o fluido.

### 5.6.2 Fluidos aditivados com Goma Xantana

Os fluidos aditivados com GX tiveram a seguinte composição deste aditivo: 0,17 – 0,34 – 0,68 – 0,85 – 1,03 – 1,37 – 1,71% de GX em 350 mL de água.

As Figuras referentes ao estudo de estabilidade para todas as concentrações citadas podem ser encontradas em anexo a esse documento.

A Figura 5.17 (I) e (II) mostram os resultados da transmitância da luz em função do tempo, caracterizando a resistência à centrifugação, de uma força igual a 1000 rpm, durante 55 minutos, para fluidos preparados com 0,17 e 0,34 % de GX.

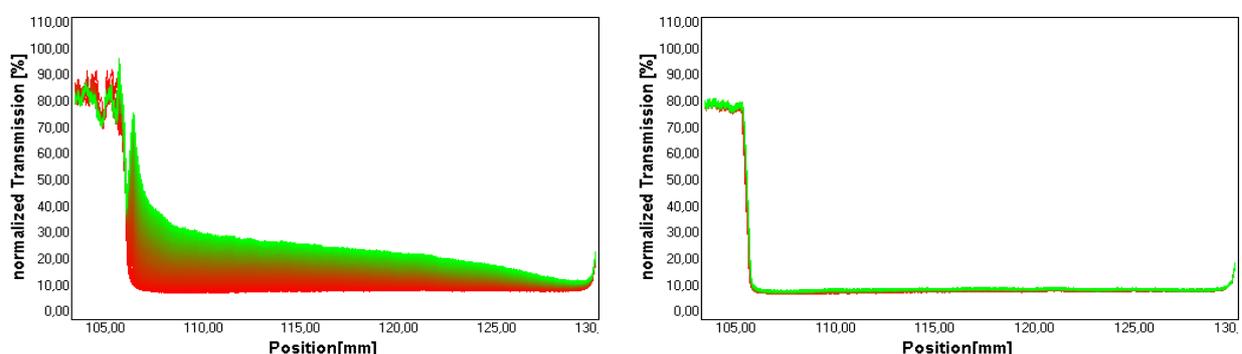


Figura 5. 17. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada com 0,17 e 0,34 % GX.

A Figura 5.18 mostra a estabilidade do sistema como função do tempo de transmitância da luz para as concentrações de 0,17 e 0,34 % de GX.

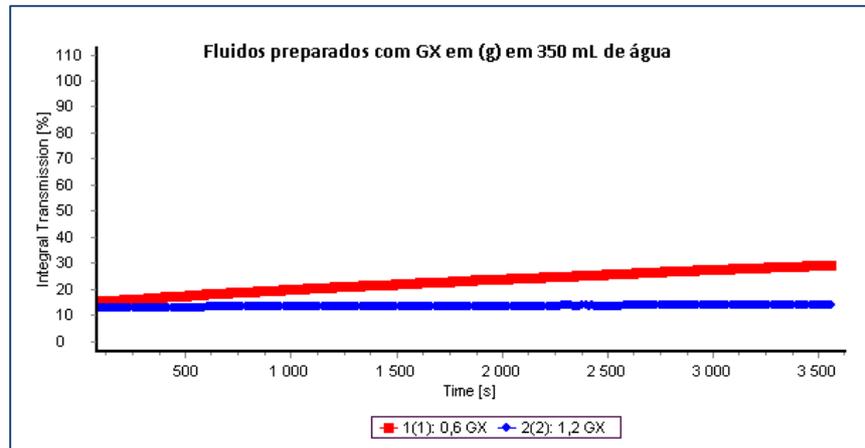


Figura 5. 18. Integral do total de NIR recebido de cada espectro colocado em função do tempo, para fluidos preparados com GX.

A análise das Figuras 5.17 e 5.18 permite observar que a estabilidade do sistema aditivado com GX é atingida com uma concentração de 0,34%. A partir desta concentração a estabilidade do sistema se comportou de modo semelhante, os resultados destes estudos podem ser encontrados em anexo a esse documento. A GX promove estabilidade ao sistema em baixas concentrações, se comparado com o CMC, isso se deve ao seu alto poder viscosificante.

O fluido preparado com 0,34 % de GX se mostrou mais resistente ao processo de centrifugação sendo mais estável gerando uma viscosidade, aproximada, de 23 cP, em uma taxa de cisalhamento igual a  $240 \text{ s}^{-1}$ , nesta concentração, o suficiente para sustentar os sólidos finos que compõem o fluido, garantindo estabilidade ao sistema. Isto pode ser verificado na Figura 5.18, onde o menor ângulo, gerado pela reta de integração do total de luz recebida de cada espectro em função do tempo, foi do fluido preparado com 0,34 % de GX.

## 5.8 - Estudo da estabilidade de fluidos preparados com Bentonita

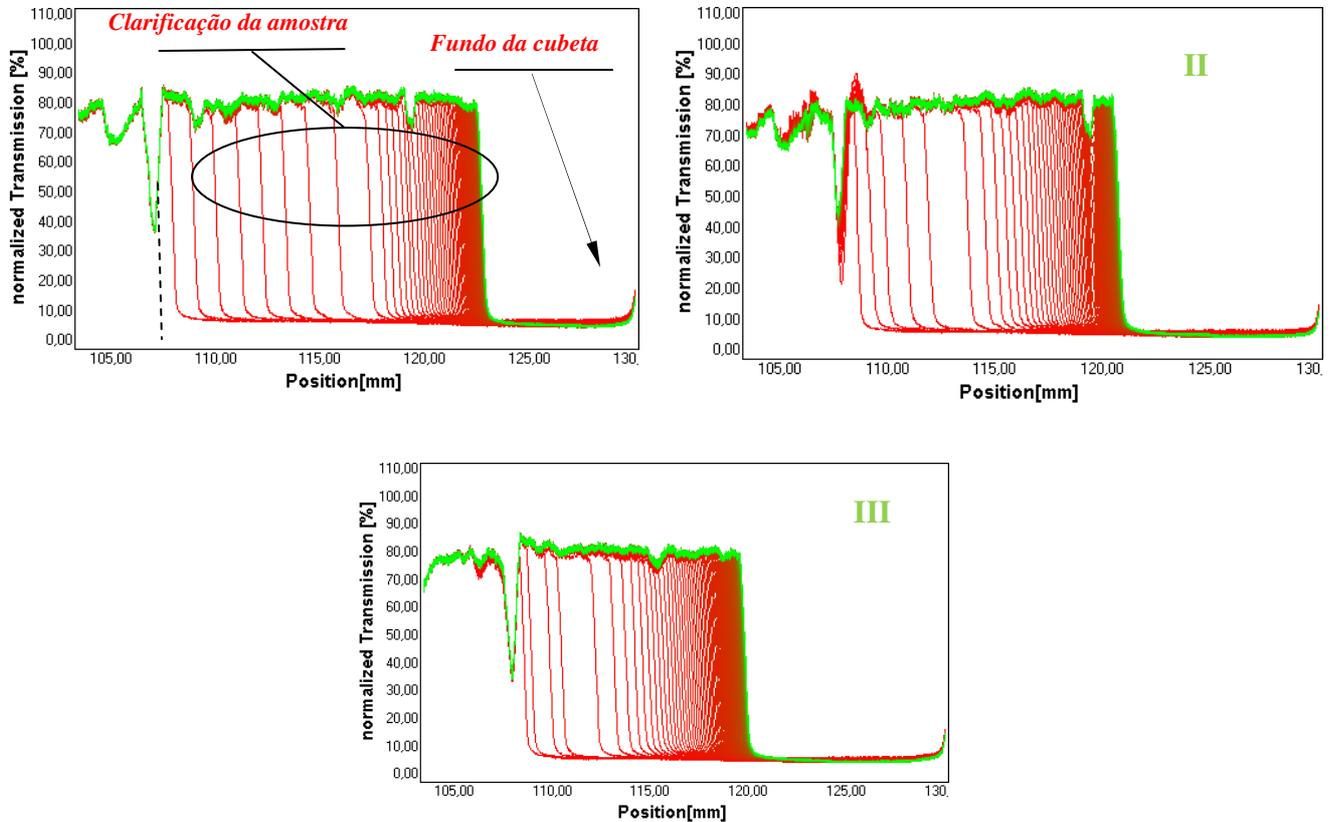


Figura 5. 19. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada com 2% (I), 3% (II) e 4% (III) de bentonita.

O sistema bentonita/água se mostrou instável, para as concentrações estudadas, isso pode ser constatado nas Figuras 5.19, onde a separação das fases é indicada pela clarificação da parte superior da amostra. A parte inferior da cubeta é composta por camadas de bentonita hidratada, isso justifica o volume acumulado no fundo da cubeta ser maior que o percentual de bentonita no sistema.

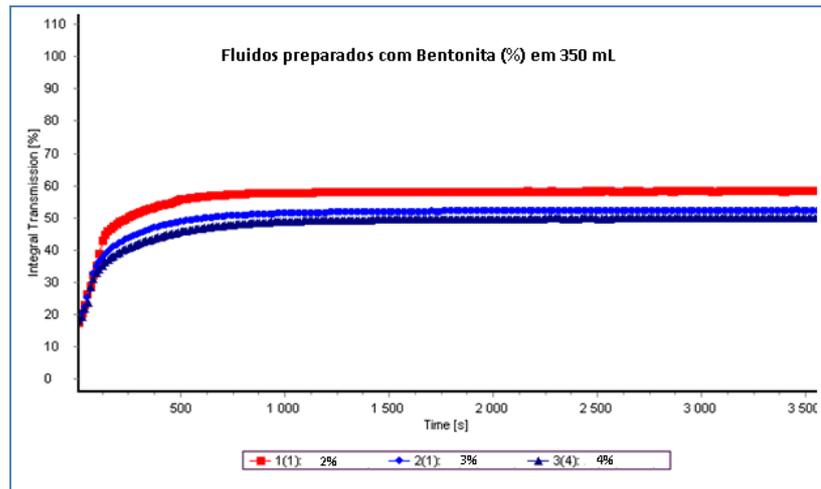


Figura 5. 20. Integral do total de NIR recebido de cada espectro colocado em função do tempo, para fluidos preparados com Bentonita.

A Figura 5.20 mostra que as amostras estudadas apresentaram um comportamento instável, onde a separação de fases ocorreu nos primeiros 8 minutos de centrifugação, para todas as concentrações estudadas.

---

CAPÍTULO 6

CONCLUSÃO

---

## 6 - Conclusão

Neste capítulo são apresentadas as conclusões relacionadas ao desenvolvimento desta pesquisa. Os viscosificantes estudados foram o CMC, a GX e a bentonita. Para a caracterização reológica foram aplicados os seguintes modelos: modelo de Bingham, modelo de Ostwald Waale, modelo de Herschell-Bulkley

- A GX, dentre os viscosificantes estudados, é o aditivo que propicia melhor viscosidade ao fluido de perfuração.
- A mistura dos polímeros com a Bentonita propicia ganhos de qualidade reológica aos sistemas preparados com baixas concentrações de bentonita, o que para a indústria significa ganho de qualidade para concentrações menores do que as aplicadas atualmente.
- Dentre os viscosificantes estudados, a bentonita e a GX apresenta tixotropia, porém a partir de uma concentração mínima.
- A estabilidade está diretamente relacionada com a viscosidade adquirida pelo sistema.
- O limite de escoamento é propriedade presente em sistemas contendo viscosificantes que tem baixo poder de interação com a água, o que é comprovado pelo modelo de Ostwald de Waale representar sistemas contendo CMC, enquanto que o de Herschell-Bulkley representa os sistemas contendo GX e Bentonita.

---

## CAPÍTULO 7

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

## 7 - Referências Bibliográficas

AL-ZAHRANI, S.M., *A generalized rheological model for shear thinning fluids*. Journal of Petroleum Science and Engineering. 17, 211-215 (1997).

AMOCO PRODUCTION COMPANY. *Drilling Fluids Manual*. Disponível em: <www.4shared.com>. Acesso em: 20 de maio de 2007.

ASME Shale Shaker Committee GPP, *Drilling Fluids Processing Handbook*. Editora Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2005.

AMORIM, L. V. *Teoria das argilas*. Notas de aula, Especialização em Fluidos de perfuração, 2007.

AMORIM, L. V. *Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo*. Tese de Doutorado, Doutorado em Engenharia de Processos, UFCG, Campina Grande, dezembro de 2003.

AMORIM, L. V., FARIAS K. V., VIANA J. D., BARBOSA M. I. R., PEREIRA E., K. B., FRANÇA H. L. LIRA, FERREIRA H. C. *Fluidos de Perfuração à Base de Água. Parte I: Efeitos de Aditivações Poliméricas nas Propriedades Reológicas*. Revista Cerâmica. São Paulo, 2005.

AMORIM, L. V.; GOMES, C. M.; SILVA, F. L. H.; FERREIRA, H.C. *Comportamento reológico de dispersões de argilas bentoníticas: efeitos do tipo de ferramenta, velocidade e tempo de agitação*. Revista Cerâmica. São Paulo, v. 48, n. 308, p. 234-238, 2002.

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

ARAÚJO C. F.; *Processamento de Lamas de Perfuração*. Universidade Federal de Itajubá IEPG, 2003.

ARAÚJO T. A., FARIA S., FRANÇA F. P., CARDOSO V. L. *Avaliação do comportamento reológico dos diferentes meios de produção de goma xantana a partir do caldo de cana*. VI Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica, Campinas-SP 2005.

BAROID LIMITED. *Baroid mud technology handbook*. Houston; 1985.

BARNES, H. A.; HUTTON, J.E; WALTERS K. F. R. S. *An introduction to rheology*. London - New York - Tokio: Elsevier Science Publishersb, 3 v, 1993.

BOURGOYNE JUNIOR, A. T. et al. *Applied Drilling Engineering*. TEXA USA: SPE Textbook, 2 v, 1986.

CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V. *Drilling Fluids: State of the Art*. Journal of Petroleum Science and Engineering. June, 14, 221-230 (1996).

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.

DUARTE, R. G. *Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para estudo de Estabilidade de Poço*. Junho de 2004. Dissertação (Mestrado). Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2004.

FARIAS, K. V. *Influencia de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos*. Novembro de 2005. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal da Paraíba. Campina Grande – Paraíba.

HANNA, R. A., LAGE M., SANTOS P. S., COELHO A. C. V. *Propriedades reológicas das bentonitas de Franca-SP com a adição de polieletrólitos*. 17º CBECIMat - Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos Materiais, Foz do Iguaçu, PR, BRASIL, 2006

HAYET, A. A. ; DALMAZZONE, C. *Surfactant system for water-based well fluids*. Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 288 113–120 (2006).

KELESSIDIS V.C., MAGLIONE R., TSAMANTAKI C., ASPIRTAKIS Y. *Optimal determination of rheological parameters for Herschel–Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling*. Journal of Petroleum Science and Engineering 53 203–224 (2006).

LUMMUS, J.L.; AZAR, J.J., *Drilling Fluids Optimization A Practical Field Approach*, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.

MACHADO, J. C. V. *Reologia e Escoamento de Fluidos - Ênfase na Indústria do Petróleo*, ed. Interciência, 2002a.

MACHADO, J. C. V.; OLIVEIRA, M. M.. *Concentração Ótima de Cloreto de Potássio para Reduzir a Capacidade de Hidratação de Formações Argilosas*. Publicação interna, Petrobrás, 1986.

MACHADO, J. C. V.; MAGALHÃES, A. C. *Comportamento Reológico de Dispersões Aquosas Utilizadas como Fluido de Perfuração*. IV COLAPER – Cuarto Congreso Latino Americano de Perforacion. Venezuela, 1984.

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

MATHO V. e SHARMA V.P. *Rheological study of a water based oil well drilling fluid*. Journal of Petroleum Science and Engineering 45 123– 128 (2004).

OLIVEIRA, L. M. *Bentonita*. DNPM/SEDE. Disponível em: [www.dnpm.gov.br](http://www.dnpm.gov.br). Acesso em: janeiro de 2008.

PEREIRA, E. *O Uso de Inibidores de Argilas como Soluções de Problemas em Sondagens*. Disponível em: [www.systemmud.com.br](http://www.systemmud.com.br). Acesso em: 19 de junho, 2008.

PEREIRA, E. *Química dos Polímeros e Aplicações* – Parte I, Disponível em: [www.systemmud.com.br](http://www.systemmud.com.br), Acesso em: 10 de janeiro, 2008 a.

PEREIRA, E. *Química dos Polímeros e Aplicações* – Parte IV, Disponível em: [www.systemmud.com.br](http://www.systemmud.com.br), Acesso em: 10 de janeiro, 2008 b.

PETROBRAS. *Manual de Fluidos de Perfuração*. Rio de Janeiro, CENPES, 1991.

PÉRSIO, S. S. *Ciência e Tecnologia de Argilas*. p 608-611 2º ed. Vol 2, São Paulo-SP Editora Edgard Blucher Ltda, 1992.

PUC-RJ, *Caracterização de fluidos*, CAP 4, Certificação digital N°. 9824852/CA. Disponível em: [www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br](http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br). Acesso em: 20 de novembro de 2007.

ROSSI S., LUCKHAM P.F., TADROS Th. F. *Influence of non-ionic polymers on the rheological behavior of Na<sup>+</sup>-montmorillonite clay suspensions—I Nonylphenol-polypropylene oxide-polyethylene oxide copolymers* Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 201 85–100 (2002).

SHERWOOD J.D.; MEETEN G.H. *The filtration properties of compressible mud filtercakes* Journal of Petroleum Science and Engineering 18 73-81(1997).

SCHRAMM, G. *A Practical Approach to Rheology and Reometry*. 2º Ed. Gebreeder HAAKE GmbH, Karlsruhe, Federal Republic of Germany, 1998.

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.

TEHANI M. A. *Water-based drilling fluid for HP/HT applications*. SPE - 2007.

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

VENDRUSCOLO. W. C.; *Goma Xantana e ( M. scabrella): desenvolvimento de matrizes hidrofílicas para liberação modificada de teofilina*. Dissertação (mestrado). Universidade do Vale do Itajaí, Programa de mestrado acadêmico em ciências farmacêuticas. Itajaí, 2005.

[www.slb.com](http://www.slb.com), acesso em 20 de maio de 2007.

# ANEXO I

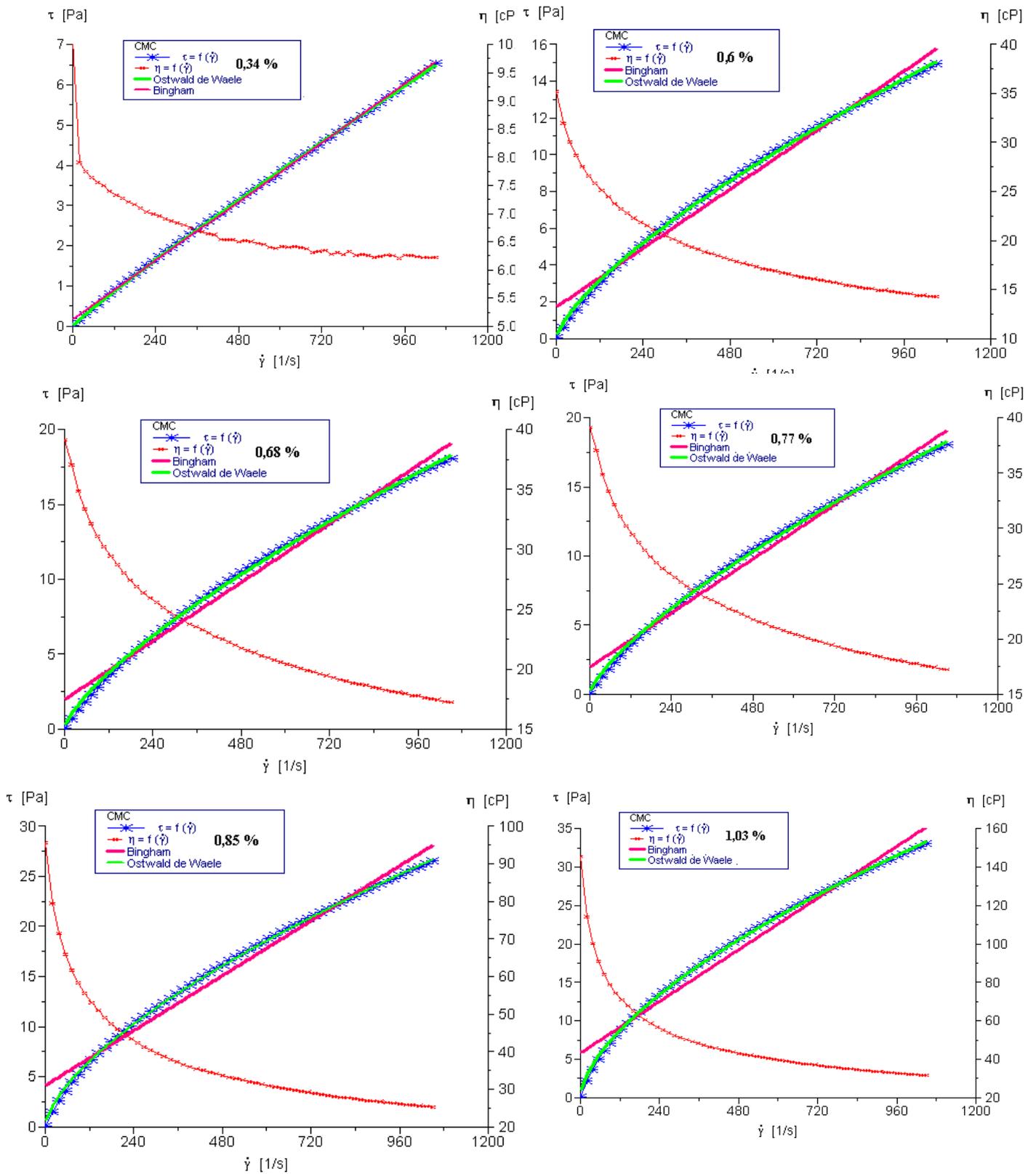


Figura 1. Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham e Ostwald de Waale para para fluidos preparados com 0,34 (I), 0,6 (II), 0,68(III),0,77 (IV),0,85 (V),1,03 (VI) % de CMC.

## ANEXO II

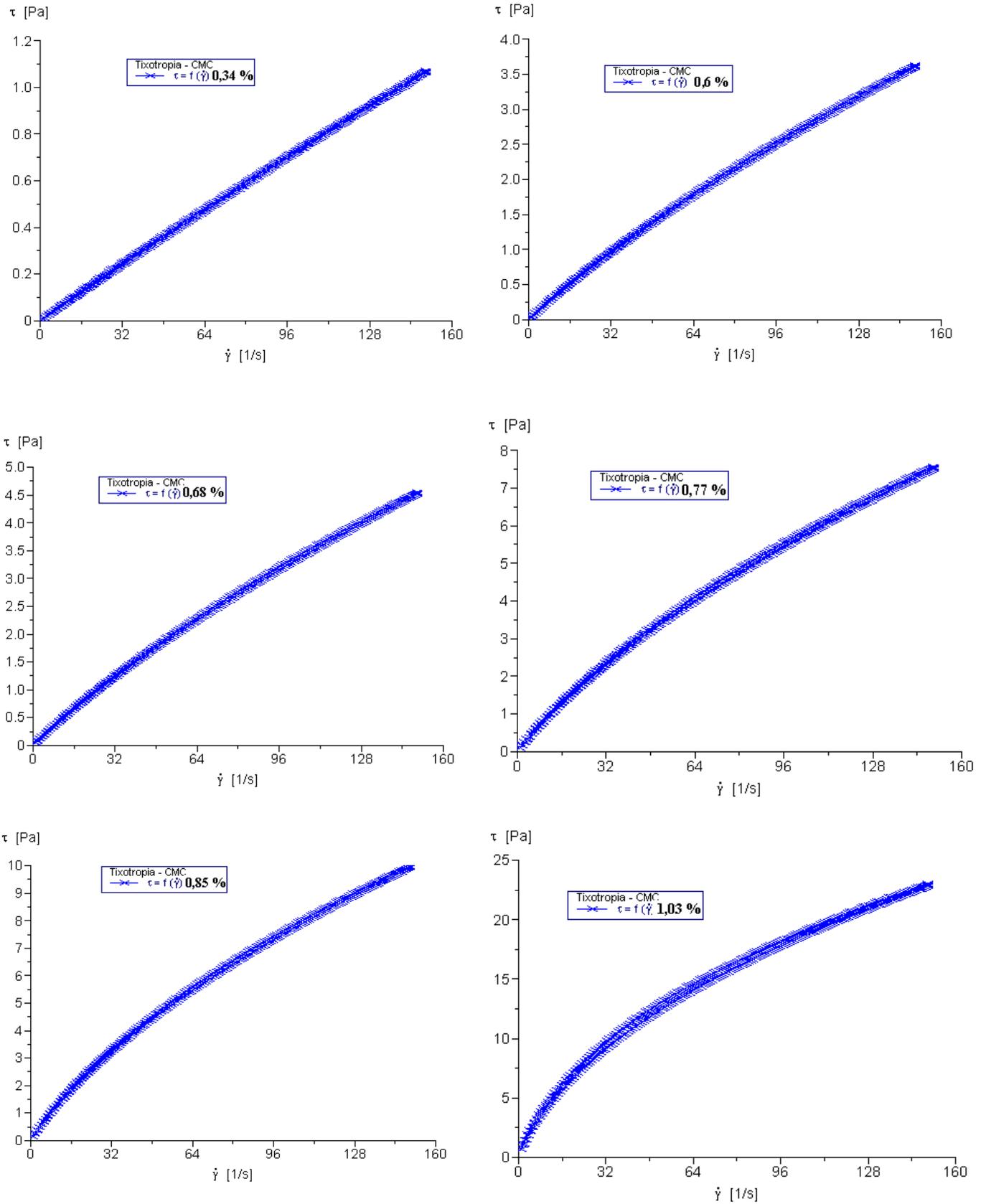


Figura 2. Histereses de fluidos preparados com 0,34 (I), 0,6 (II), 0,68(III),0,77 (IV),0,85 (V),1,03 (VI) % de CMC.

### ANEXO III

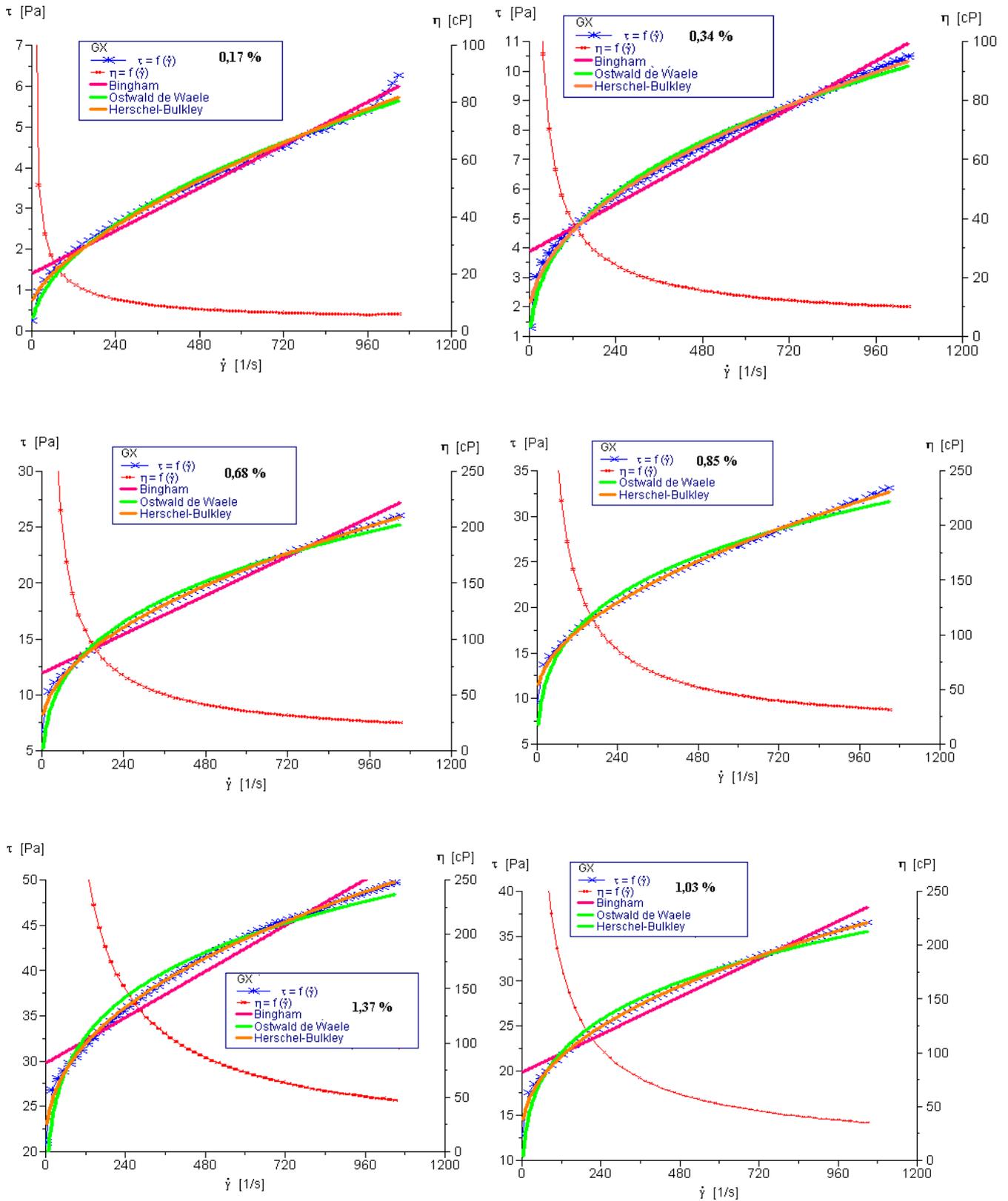


Figura 3. Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Bingham , Ostwald de Waale e Herschell-Bulkley para fluidos preparados com 0,17 (I), 0,34 (II), 0,68(III), 0,85 (IV),1,03 (V),1,71(VI) % de GX.

## ANEXO IV

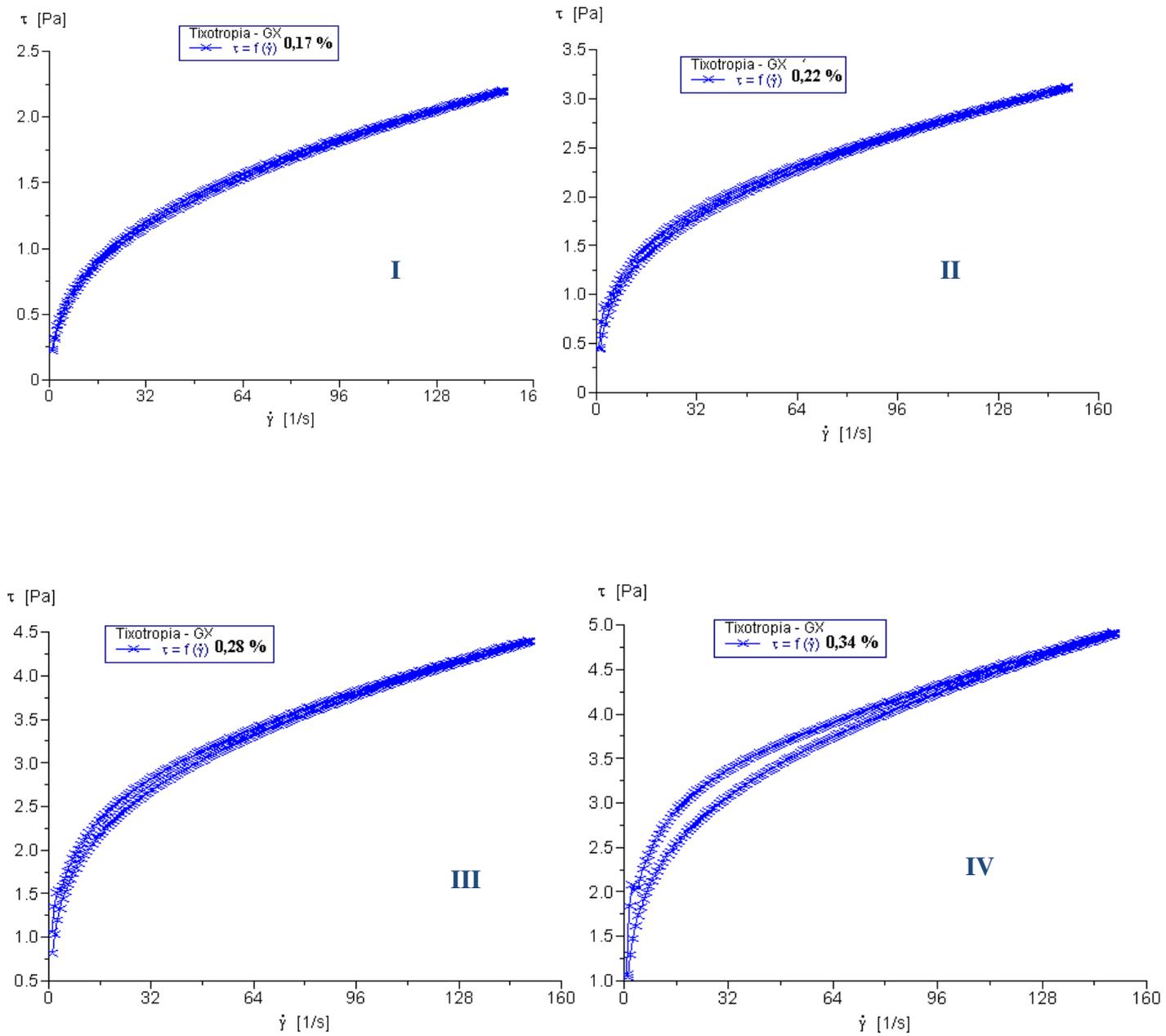


Figura 4. Histereses de fluidos preparados com 0,17 (I), 0,22 (II), 0,28(III), 0,34 (IV), % de GX

## ANEXO V

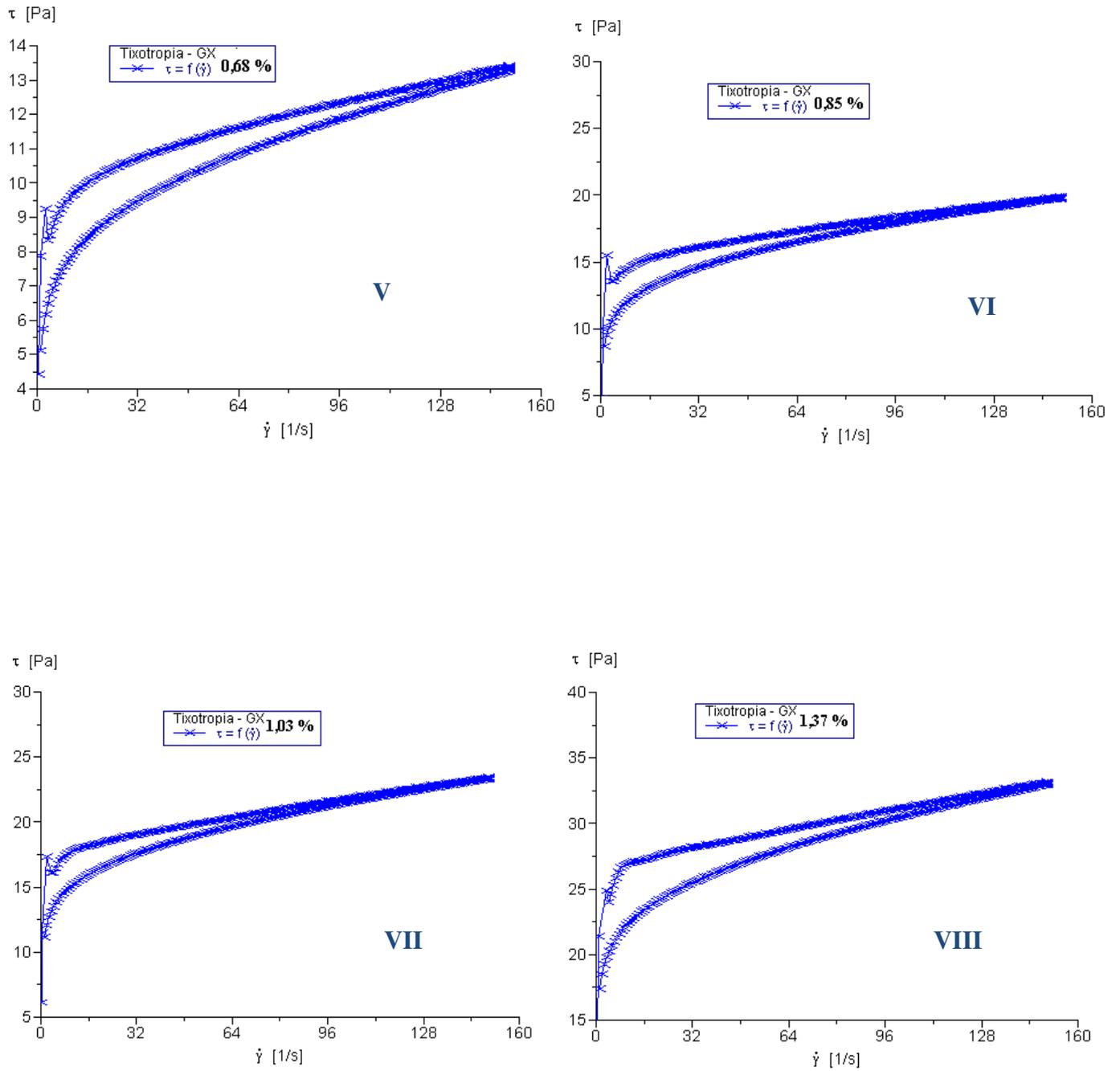


Figura 5. Histereses de fluidos preparados com 0,68 (V), 0,85 (VI), 1,03(VII), 1,37(VIII) % de GX

## ANEXO VI

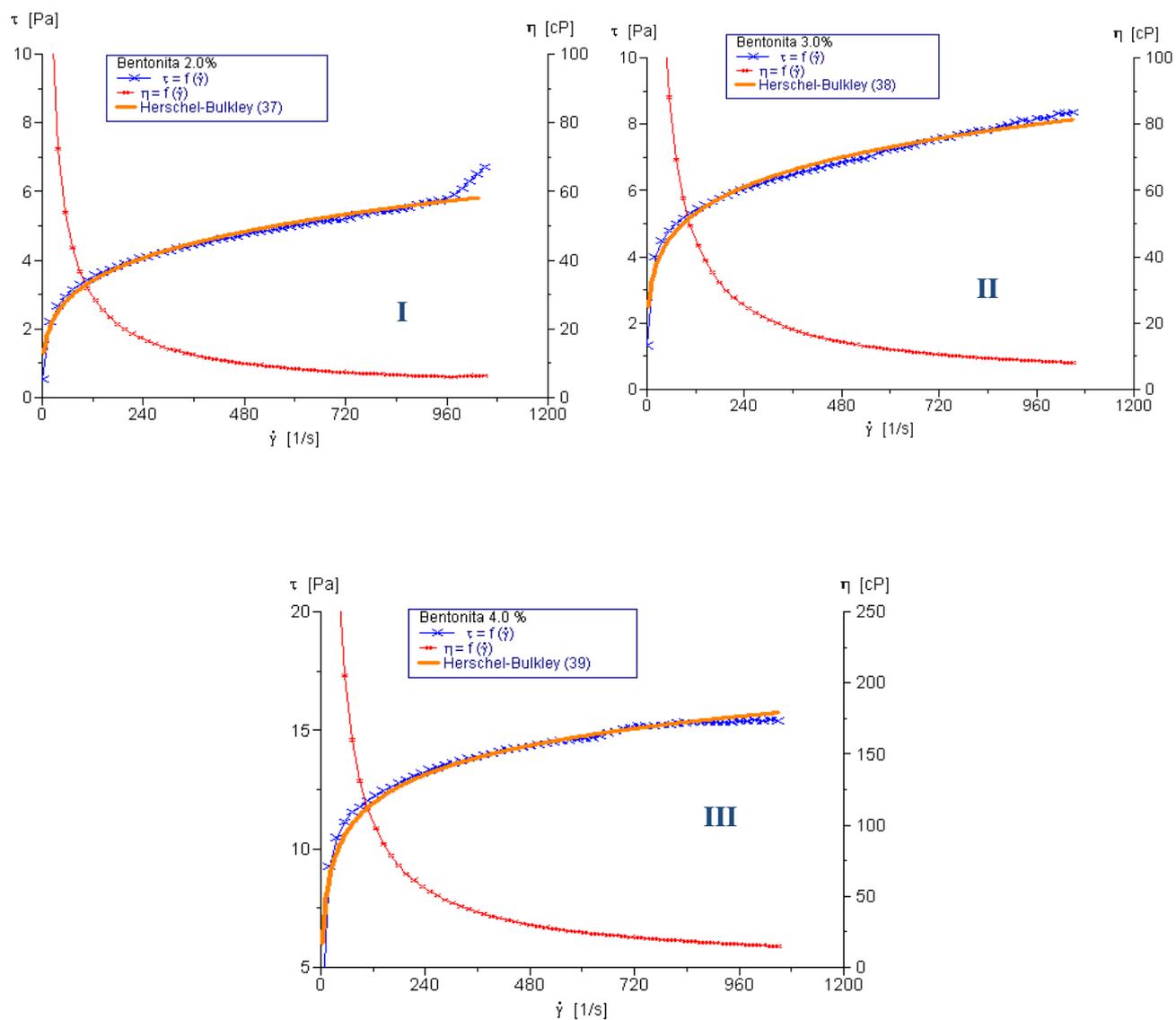


Figura 6. Curva de fluxo, viscosidade e aplicação do modelo de Herschel-Bulkley para fluidos preparados com 2,0% (I), 3,0 % (II) e 4,0 % (III) de bentonita.

## ANEXO VII

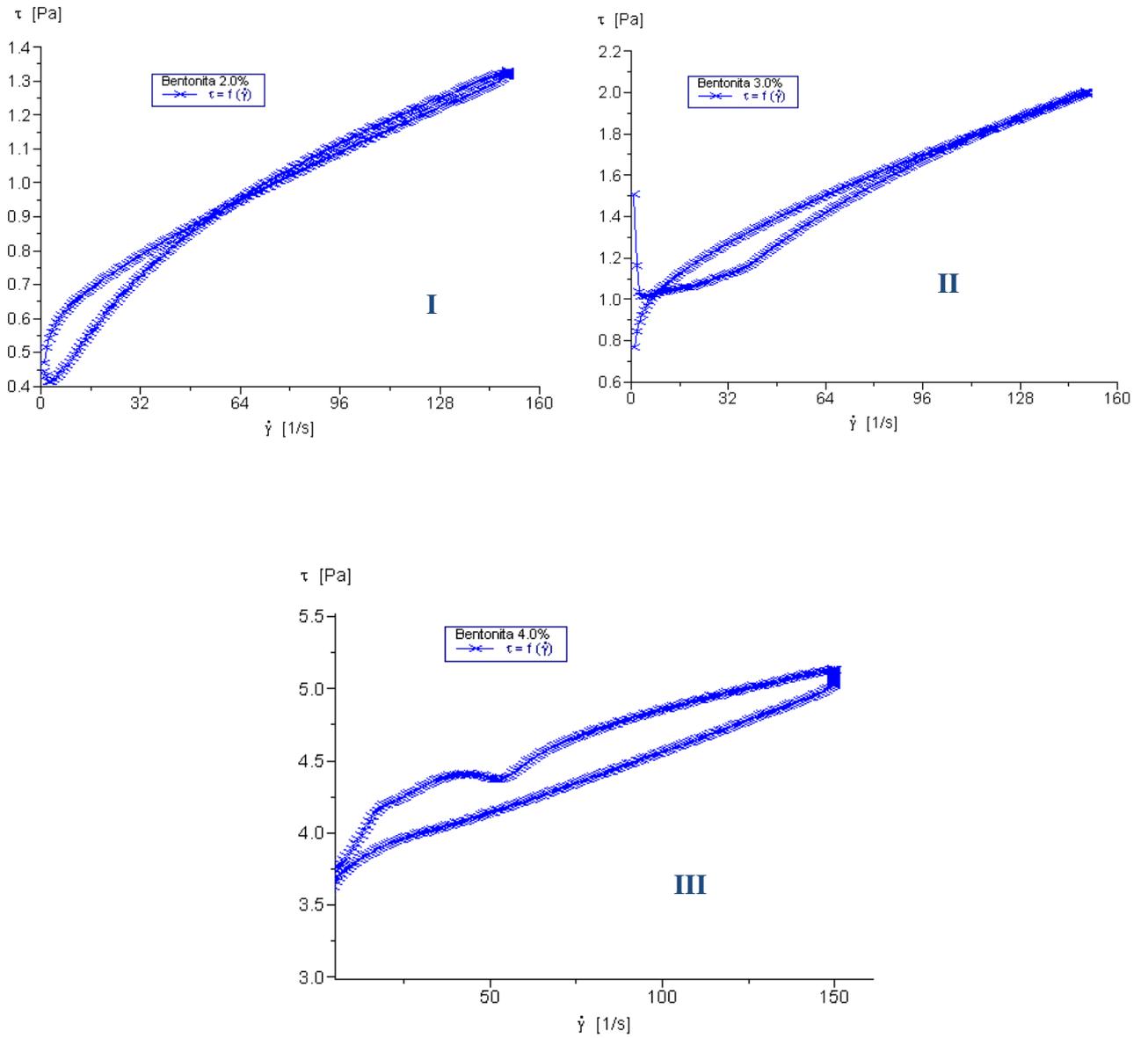


Figura 7. Histereses de fluidos preparados com 2,0% (I), 3,0 % (II) e 4,0 % (III) de bentonita.

## ANEXO VIII

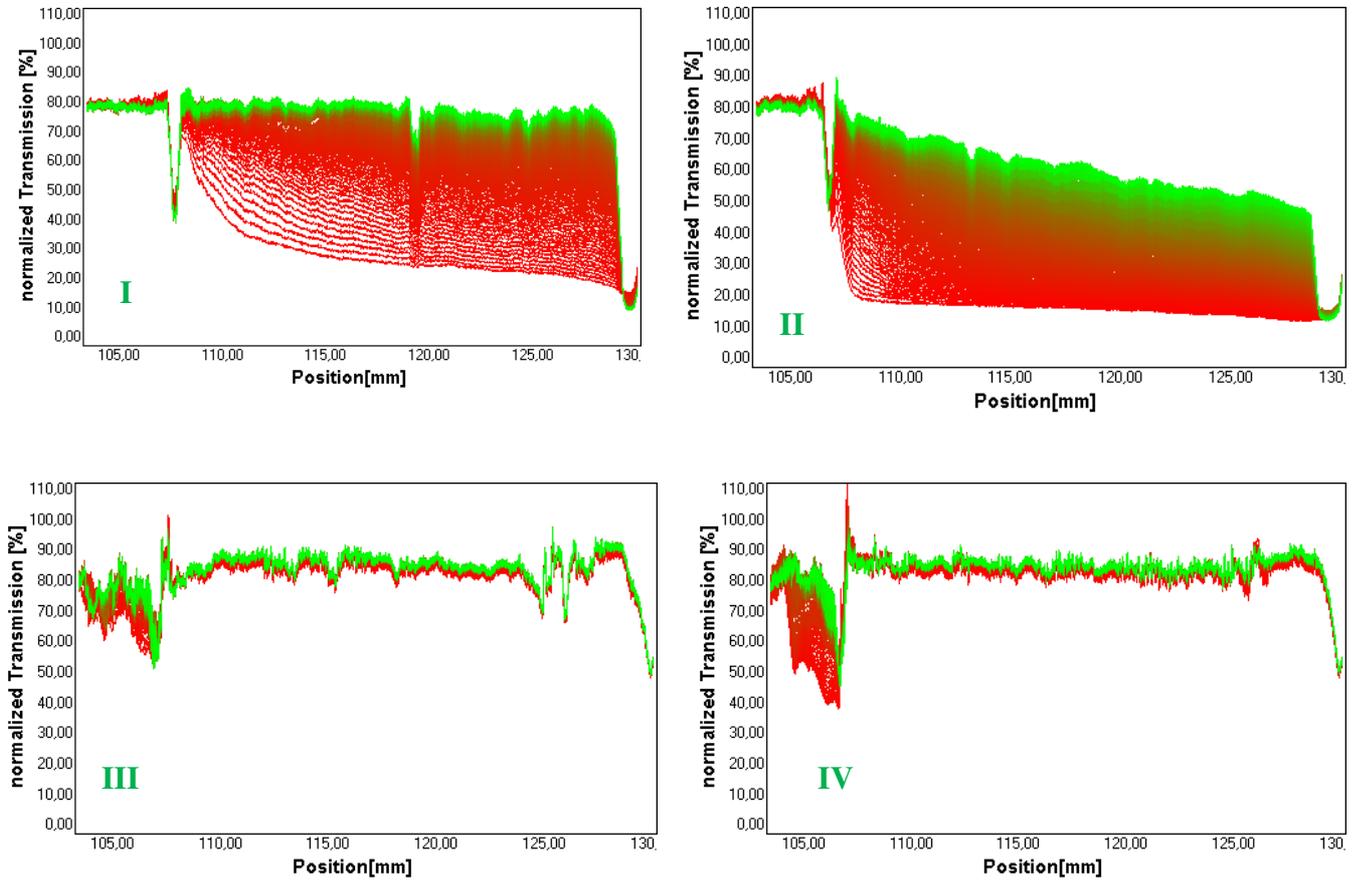


Figura 8. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada com 0,34 (I), 0,68 (II), 1,37 (III) e 1,71 (IV) % de CMC.

## ANEXO IX

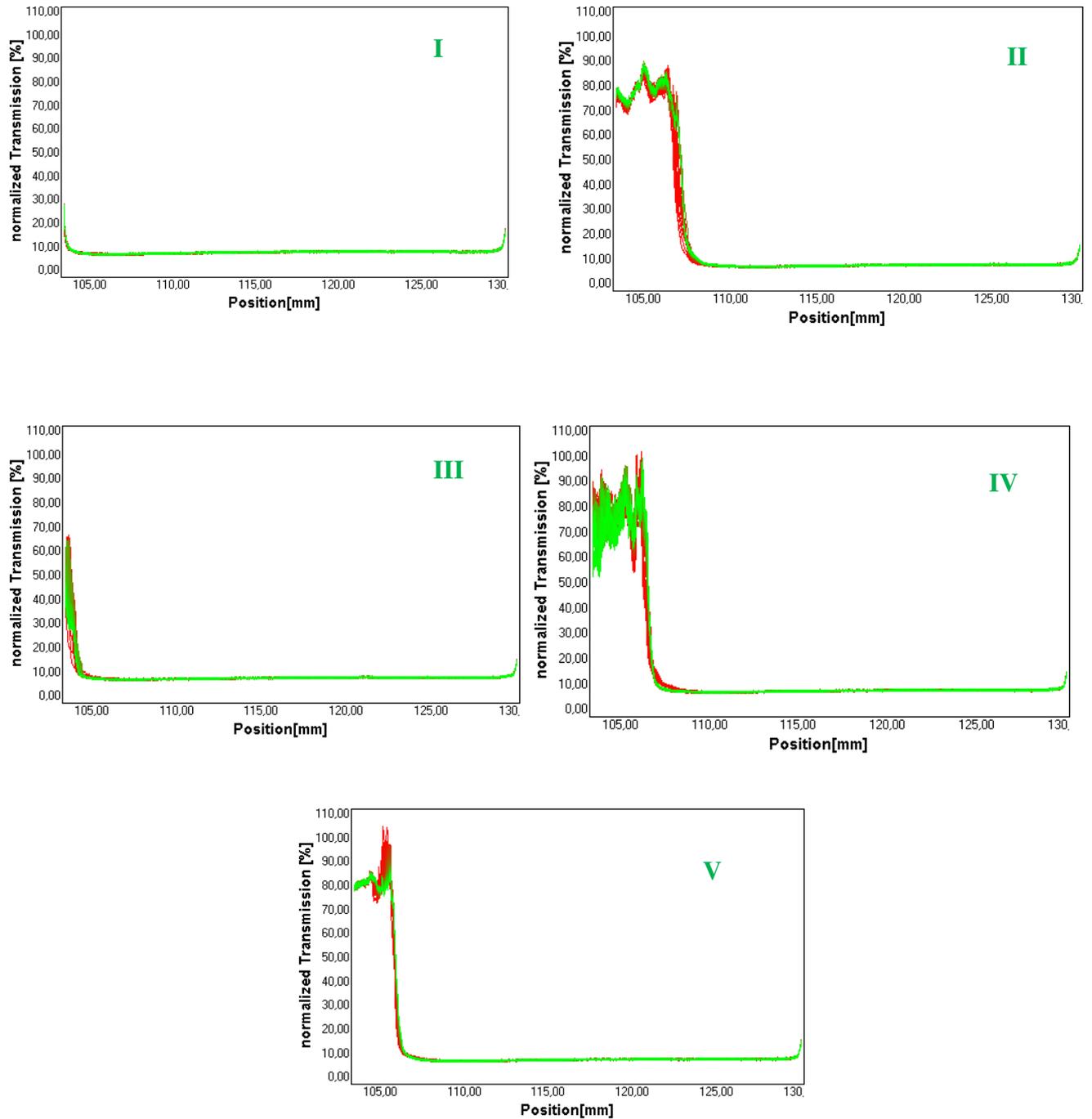


Figura 9. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada com 0,68 (I), 0,85(II), 1,03 (III), 1,37(IV), e 1,71 (V) % de GX.

## ANEXO X

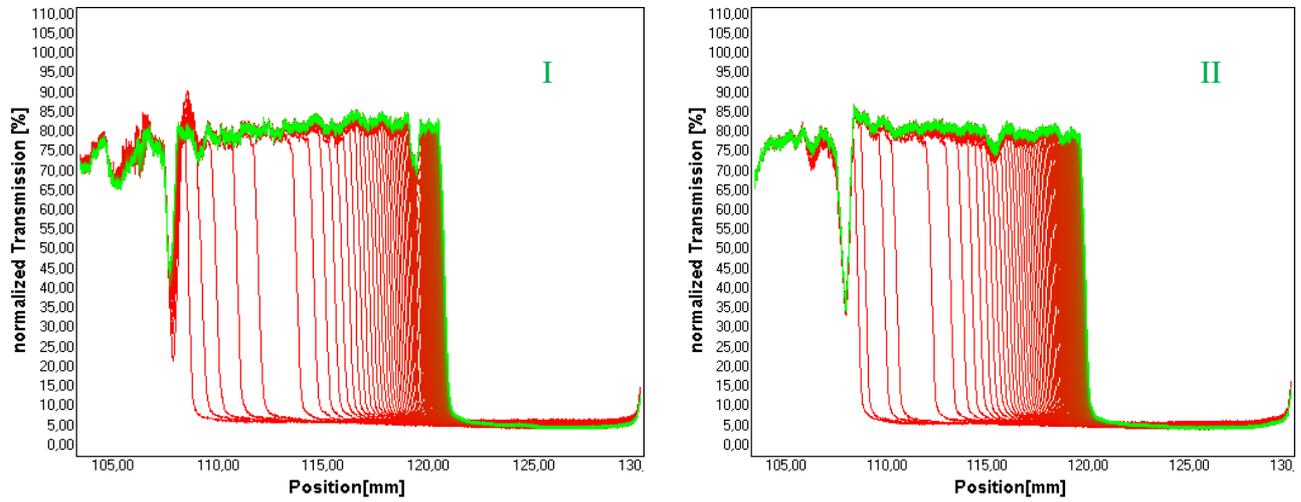


Figura 10. Curva de porcentagem de transmissão em função da posição da amostra preparada com 3,0 % (I) e 4,0 % (II) de bentonita.