



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE RECURSOS HUMANOS DA  
AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (PRH25) PARA  
O SETOR DE PETRÓLEO E GÁS PRH-ANP/MCT**



**Tese de Doutorado**

**USO DE ADITIVOS NACIONAIS NO DESENVOLVIMENTO DE FLUIDOS  
AQUOSOS PARA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

**Kássie Vieira Farias**

**Campina Grande, PB  
Agosto - 2009**

# **USO DE ADITIVOS NACIONAIS NO DESENVOLVIMENTO DE FLUIDOS AQUOSOS PARA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

**Kássie Vieira Farias**

Tese de Doutorado submetida à Coordenação do Curso de Doutorado em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Processos.

Área de Concentração: Materiais

Dr. Hélio de Lucena Lira - UAEMa/CCT/ UFCG

Orientador

Dra. Luciana Viana Amorim – PRH-25/CCT/ UFCG

Orientadora

Campina Grande, Paraíba, Brasil

Agosto de 2009

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

F224u

2009 Farias, Kássie Vieira.

Uso de aditivos nacionais no desenvolvimento de fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo / Kássie Vieira Farias. — Campina Grande, 2009.

94 f. : il.

Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia.

Referências.

Orientadores: Prof. Dr. Hélio de Lucena Lira, Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Luciana Viana Amorim.

1. Fluidos de Perfuração Aquosos. 2. Aditivos. 3. Reologia  
4. Propriedades de Filtração. 5. Lubricidade. I. Título.

CDU – 665.6(043)

Uso de Aditivos Nacionais no Desenvolvimento de Fluidos Aquosos para  
Perfuração de Poços de Petróleo

Kássie Vieira Farias

TESE APROVADA POR:



Dr. Hélio de Lucena Lira

Orientador – UAEMa/ CCT/ UFCG



Dra. Luciana Viana Amorim

Orientadora – PRH-25/ ANP/ UFCG



Dra. Marta Costa

Examinadora Externa – PRH-30/ UFRN



Dr. Adriano Elísio de F. Lopes Lucena

Examinador Externo – UAEC/ CCT/ UFCG



Dra. Lisiane Navarro de Lima Santana

Examinadora Interna - UAEMa/ CCT/ UFCG



Dr. Kepler Borges França

Examinador Interno – UAEC/ CC/ UFCG

***Dedico esta conquista ao meu querido e inesquecível irmão Zey Filho, que mesmo distante fisicamente, sei que ele está aqui entre nós, sempre me apoiando, guiando e dando forças para nunca desistir e superar a dor da saudade pela sua ida tão precoce.***

***Sempre, sempre o amarei!***

## AGRADECIMENTOS

Muitos esforços foram necessários para chegar até aqui! Agora me vejo em uma tarefa muito difícil: agradecer a todos aqueles que contribuíram para a conclusão deste trabalho, já que contei com o apoio de muitos. A todas essas pessoas, manifesto aqui o reconhecimento, agradecimento e carinho, pois sem elas este trabalho jamais teria sido possível.

*“Se pude enxergar mais longe,  
foi porque me apoiei em ombros de gigantes.”*

Isaac Newton

Agradeço a Deus, que sempre me guiou e me deu forças para continuar diante de todas as dificuldades.

Aos meus pais, Zey e Maria, que sempre se dedicaram e me proporcionaram uma boa formação pessoal e profissional, sendo exemplos de determinação e coragem, oferecendo-me todo o apoio e carinho necessários; aos meus irmãos, Késsia, Kíssia e em especial a Zey Filho (*in memoriam*), que infelizmente não está aqui fisicamente para celebrar comigo a conclusão deste trabalho, e sempre me apoiou e me deu exemplo de honestidade, humildade, compromisso, esforço e amor. Meu muito obrigada a ele, que sei que está feliz por esta vitória; à minha sobrinha Maria Fernanda, que muitas vezes, mesmo me “atrapalhando”, ajudou-me com sua alegria, tornando meus dias mais felizes e menos difíceis, encorajando-me a prosseguir diante de todas as dificuldades que esses últimos anos me deram. Enfim, um agradecimento especial à minha família, que sem ela e todo seu amor não seria quem eu sou.

Ao meu namorado André Victor, que sempre me apoiou e me incentivou com suas palavras de carinho e acreditou em mim, pela sua paciência e compreensão por minhas renúncias em nome deste trabalho.

À minha amiga e orientadora Luciana, por todos os ensinamentos passados durante todos esses anos de convívio, que foram essenciais para minha formação profissional. Sempre serei muito grata por toda sua dedicação, paciência e oportunidades oferecidas.

Ao Prof. Hélio, pela orientação e contribuição passadas, que foram essenciais para a conclusão deste trabalho; ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos, professores e funcionários, pela colaboração e organização do curso de doutorado, em especial ao Prof. Flávio Honorato e a Fátima; à família LABDES – Laboratório de Referência em Dessalinização, por oferecer toda estrutura física necessária para a realização deste trabalho, em especial ao Prof. Kepler e Jorge; aos amigos e colegas de laboratório, Aline, Raquel, Melquesedek e em especial a Renalle, por toda contribuição concedida e bons momentos vividos durante a parte experimental deste trabalho.

Aos meus amigos, em especial à amiga Renata Barbosa, por toda contribuição, orientação, apoio e momentos de descontração concedidos.

À empresa parceira System Mud Indústria e Comércio Ltda., pelo fornecimento das amostras dos aditivos, em especial ao Diretor Técnico Eugênio Pereira e ao Químico Juliano Magalhães, pela orientação, sugestões e informações que engrandeceram este trabalho.

À empresa Petrobras, em nome do Químico de Petróleo Aluísio Felizardo do Nascimento Filho, pelo fornecimento das amostras de aditivos e por toda contribuição dada.

Ao Químico de Petróleo Joaquim Helder Girão, por toda contribuição dada no desenvolvimento da pesquisa.

Aos professores da Unidade Acadêmica de Engenharia de Materiais, da UFCG, em especial aos professores Edcleide, Marcelo Rabello, Ariosvaldo e Lisiane Navarro.

Ao PRH-30 e a o LAPET da UFRN, pelo uso das suas instalações físicas e apoio dado durante a parte experimental, em especial a Rosângela Balaban, Rosa Vidal, Marta Costa e Telma.

A todos os professores, alunos e funcionários que fizeram e ainda fazem parte do Programa de Recursos Humanos PRH-25, em especial a Prof. Chico, Aninha e Anchieta.

A ANP – Agência Nacional do Petróleo, ao CNPq/ CTPETRO, a FINEP e ao MCT, pelo suporte financeiro.

A todos vocês, minha eterna gratidão!

***“Aprender é a única coisa de que  
a mente nunca se cansa,  
nunca tem medo e nunca se arrepende”***

***(Leonardo da Vinci)***



***CURRICULUM VITAE***

Mestre em Engenharia Química pela Universidade Federal de Campina Grande, UFCG.  
Período: 2003-2005.

Engenheira de Materiais pela Universidade Federal de Campina Grande, UFCG.  
Período: 1998-2003.

Administradora de Empresas pela Universidade Estadual da Paraíba, UEPB.  
Período: 1998-2004.

## **PUBLICAÇÕES SOBRE O TEMA DA TESE**

### **i) Artigo Publicado em Periódico**

FARIAS, Kássie Vieira; AMORIM, Luciana Viana; LIRA, Hélio de Lucena. Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo - Parte I. Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v. 4.1, p. 14-25, 2009.

### **ii) Artigos Publicados em Anais de Congressos**

FARIAS, Kássie Vieira SILVA, Aline Raquel de O.; AMORIM, Luciana Viana; PEREIRA, Eugênio. Fluidos aquosos ambientalmente corretos para perfuração de poços artesiano e de petróleo. In: XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, Natal. v. 1. p. 1-15, 2008.

FARIAS, Kássie Vieira; AMORIM, Luciana Viana; Silva, Aline Raquel de O.; FERREIRA, Heber Carlos. Desenvolvimento de fluidos de perfuração de alto desempenho a partir de produtos nacionais - Parte I. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008, Rio de Janeiro. v. 1, 2008.

FARIAS, Kássie Vieira; AMORIM, Luciana Viana; Silva, Aline Raquel de O.; FERREIRA, Heber Carlos. Fluidos aquosos inibidos para perfuração de poços de petróleo - Estudo preliminar. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008, Rio de Janeiro. v. 1, 2008.

FARIAS, Kássie Vieira; AMORIM, Luciana Viana; Silva, Aline Raquel de O.; LIRA, Hélio de Lucena. Avaliação de polímeros de diferentes graus de viscosidade como aditivos para fluidos de perfuração de poços de petróleo. In: 18º Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos Materiais - CBECIMAT, Porto de Galinhas, v. 1. p. 11205-11216, 2008.

AMORIM, Luciana Viana; FARIAS, Kássie Vieira; Silva, Aline Raquel de O.; Pereira, Melquesedek da Silva; LIRA, Hélio de Lucena; FERREIRA, Heber Carlos. Desenvolvimento de formulações de fluidos base água para perfurações de poços de petróleo. In: 4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Campinas, 2007.

FARIAS, Kássie Vieira; Pereira, Melquesedek da Silva; Silva, Aline Raquel de O.; AMORIM, Luciana Viana; FERREIRA, Heber Carlos. Estudo do comportamento reológico e do coeficiente de lubricidade de fluidos hidroargilosos. In: XV Encontro Nacional de Perfuradores de Poços, Gramado, 2007.

### **iii) Artigo Aceito**

FARIAS, Kássie Vieira; AMORIM, Luciana Viana; LIRA, Hélio de Lucena. Desempenho de fluidos de perfuração base água. In: 5º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Fortaleza, 2009.

## RESUMO

### **Uso de Aditivos Nacionais no Desenvolvimento de Fluidos Aquosos para Perfuração de Poços de Petróleo**

Este trabalho teve como objetivo avaliar o uso de aditivos nacionais no desenvolvimento de fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo, que possam ser empregados sob condições de altas temperatura e pressão. Foram desenvolvidas trinta e seis formulações com os seguintes aditivos: viscosificante, redutor de filtrado, controlador de pH, inibidores de argila expansiva, anti-espumante, bactericida, lubrificante e selante. Os aditivos foram caracterizados por meio de ensaios de DSC. Os fluidos foram preparados de acordo com a prática de campo que consiste em adicionar à água os aditivos sob agitação constante. Após 24 h de repouso, foi realizado o estudo do comportamento reológico e determinadas as propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade dos fluidos desenvolvidos. Das trinta e seis formulações desenvolvidas, foram selecionadas oito que apresentaram melhores resultados em comparação com os fluidos Padrão para serem submetidas ao envelhecimento em forno rotativo por 16 h, nas temperaturas de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). Essas formulações foram avaliadas quanto aos parâmetros reológicos, em viscosímetro à  $\approx 49\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $120\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e medidas de coeficiente de lubricidade e volume de filtrado API e HPHT. Os resultados foram comparados com os obtidos com fluidos Padrão utilizados pela indústria do petróleo. A partir dos resultados, concluiu-se que foram desenvolvidos com êxito fluidos aquosos formulados a partir de aditivos nacionais com desempenho próximo, e em alguns casos, superior ao dos fluidos Padrão. Os excelentes resultados obtidos também indicam que os fluidos desenvolvidos são estáveis a altas temperatura e pressão, podendo ser utilizados em poços que atinjam temperaturas de até  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

*Palavras-chave: Fluidos de perfuração aquosos, aditivos, temperatura, reologia, propriedades de filtração, lubricidade.*

## ABSTRACT

### **The Use of National Additives in the Development of Water Based Drilling Fluids to Oil Well Perforation**

The aim of this work is to evaluate the use of national additives in the development of water based drilling fluids to oil well perforation, which can be applied under high temperature and pressure. It was developed thirty six formulations with the following additives: viscositying, reducer of filtered, controller of pH, inhibitors of hydrated clays, anti-foaming, bactericide, lubricant and sealant. The additives were characterized by DSC. The fluids were prepared according to the field practice and consist in to adding to water the additives under constant stirring. After 24 h it was done estimated the rheological behavior and properties, such as, filtration and lubricity of the developed fluids. From thirty six developed formulations, eight was selected with the best results in comparison with standard fluids and submitted to aging in roller oven for 16 hours in the temperatures of  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) and  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ). These formulations were evaluated in relation to the rheological parameters at  $\approx 49\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $120^{\circ}\text{F}$ ). The lubricity coefficient and filtered volume had been determined (API and HPHT). The results have showed that water based drilling fluids had been developed with success formulated with national additives with performance close and in some cases superior to the Standard fluids. The excellent results also gotten indicate that the developed drilling fluids are stable in high temperatures and pressure and can be used in well perforation that reaches temperatures of until  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

*Key-words: water based drilling fluids, additives, temperature, rheological properties, filtration properties, lubricity.*

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b>	Fluido de Perfuração Conhecido como “Lama de Perfuração”	5
<b>Figura 2</b>	Trajectoria do Fluido de Perfuração.....	7
<b>Figura 3</b>	Estrutura Química da Goma Xantana .....	26
<b>Figura 4</b>	Estrutura Química da Celulose Antes e Após Modificação com Introdução do Grupo Carboximetil Aniônico.....	27
<b>Figura 5</b>	Curvas de Fluxo.....	28
<b>Figura 6</b>	Agitadores de Alta Rotação Hamilton Beach Modelo 936.....	38
<b>Figura 7</b>	Viscosímetro Fann 35A.....	39
<b>Figura 8</b>	<i>Roller Over</i> Fann Modelo 704 ES.....	42
<b>Figura 9</b>	Lubricímetro Ofite.....	43
<b>Figura 10</b>	Filtros – Prensa LPLT Fann.....	44
<b>Figura 11</b>	Filtros – Prensa HPHT Fann.....	44
<b>Figura 12</b>	Extensômetro.....	46
<b>Figura 13</b>	Fluxograma das Etapas Realizadas .....	47
<b>Figura 14</b>	Curvas de DSC dos Aditivos: (a) Anti-espumantes e (b) Viscosificantes.....	48
<b>Figura 15</b>	Curvas de DSC dos Aditivos: (a) Redutores de Filtrado e (b) Controlador de pH.....	50
<b>Figura 16</b>	Curvas de DSC dos Aditivos: (a) Inibidores de Argilas Expansivas e (b) Bactericidas.....	51
<b>Figura 17</b>	Curva de DSC dos Aditivos: (a) Lubrificantes e (b) Selante.....	52
<b>Figura 18</b>	Curvas de Fluxo dos Fluidos F1, F2, F3 e F4; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F1, F2, F3 e F4; (c) Curvas de Fluxo dos Fluidos F5, F6, F7 e F8 e (d) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F5, F6, F7 e F8.....	72
<b>Figura 19</b>	(a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F9, F10, F11 e F12; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F9, F10, F11 e F12; (c) Curvas de Fluxo dos Fluidos F13, F14, F15 e F16 e (d) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F13, F14, F15 e F16.....	73

<b>Figura 20</b>	(a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F17, F18, F19 e F20; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F17, F18, F19 e F20; (c) Curvas de Fluxo dos Fluidos F21, F22, F23 e F24 e (d) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F21, F22, F23 e F24.....	74
<b>Figura 21</b>	(a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F25, F26, F27 e F28; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F25, F26, F27 e F28; (c) Curvas de Fluxo dos Fluidos F29, F30, F31 e F32 e (d) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F29, F30, F31 e F32.....	75
<b>Figura 22</b>	(a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F33, F34, F35 e F36; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F33, F34, F35 e F36.....	76
<b>Figura 23</b>	(a) Curvas de Fluxo do Fluido F3; (b) Curvas de Viscosidade do Fluido F3; (c) Curvas de Fluxo do Fluido F17 e (d) Curvas de Fluxo de Viscosidade do Fluido F17 Antes e Após Envelhecimento nas Temperaturas de $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).....	77
<b>Figura 24</b>	(a) Curvas de Fluxo do Fluido F18; (b) Curvas de Viscosidade do Fluido F18; (c) Curvas de Fluxo do Fluido F21 e (d) Curvas de Fluxo de Viscosidade do Fluido F21 Antes e Após Envelhecimento nas Temperaturas de $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).....	78
<b>Figura 25</b>	(a) Curvas de Fluxo do Fluido F28; (b) Curvas de Viscosidade do Fluido F28; (c) Curvas de Fluxo do Fluido F32 e (d) Curvas de Fluxo de Viscosidade do Fluido F32 Antes e Após Envelhecimento nas Temperaturas de $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).....	79
<b>Figura 26</b>	(a) Curvas de Fluxo do Fluido F33; (b) Curvas de Viscosidade do Fluido F33; (c) Curvas de Fluxo do Fluido F35 e (d) Curvas de Fluxo de Viscosidade do Fluido F35 Antes e Após Envelhecimento nas Temperaturas de $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$ ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).....	80

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b>	Aditivos, Funções e Características dos Aditivos Utilizados nas Formulações dos Fluidos Estudados.....	34
<b>Tabela 2</b>	Formulações da F1 a F9.....	35
<b>Tabela 3</b>	Formulações da F10 a F18 .....	35
<b>Tabela 4</b>	Formulações da F19 a F27 .....	36
<b>Tabela 5</b>	Formulações da F28 a F36 .....	36
<b>Tabela 6</b>	Aditivos, Unidades e Faixas de Concentrações Utilizados nos Fluidos Estudados.....	37
<b>Tabela 7</b>	Aditivos, Unidades e Faixas de Concentrações Utilizados nos Fluidos Padrão.....	37
<b>Tabela 8</b>	Temperaturas de Decomposição dos Aditivos Estudados e Padrão.....	53
<b>Tabela 9</b>	Formulações dos Fluidos com Variação na Concentração do Anti-espumante.....	54
<b>Tabela 10</b>	Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos com Variação da Concentração do Anti-Espumante.....	55
<b>Tabela 11</b>	Formulações dos Fluidos com Variação nas Concentrações do Viscosificante e do Redutor de Filtrado.....	57
<b>Tabela 12</b>	Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos com Variação nas Concentrações do Viscosificante e do Redutor de Filtrado.....	58
<b>Tabela 13</b>	Formulações dos Fluidos com Variação na Concentração do Lubrificante.....	59
<b>Tabela 14</b>	Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos com Variação da Concentração do Lubrificante.....	60
<b>Tabela 15</b>	Formulações dos Fluidos com Variação na Concentração do Selante.....	62
<b>Tabela 16</b>	Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos com Variação da Concentração do Selante.....	62



<b>Tabela 17</b>	Formulações dos Fluidos com Variação nas Concentrações dos Inibidores de Argilas Expansivas .....	64
<b>Tabela 18</b>	Formulações dos Fluidos com Variação nas Concentrações dos Inibidores de Argilas Expansivas .....	64
<b>Tabela 19</b>	Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos com Variação nas Concentrações dos Inibidores de Argilas Expansivas.....	65
<b>Tabela 20</b>	Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos F3, F17, F18, F21 e do Fluido Padrão Estudados Antes e Após o Envelhecimento.....	68
<b>Tabela 21</b>	Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos F28, F32, F33, F35 e do Fluido Padrão Estudados Antes e Após o Envelhecimento.....	69
<b>Tabela 22</b>	Coeficiente de Determinação ( $R^2$ ), Índice de Comportamento de Fluxo ( $n$ ) e Índice de Consistência do Fluido ( $K$ ) dos Fluidos Estudados Antes do Envelhecimento.....	82
<b>Tabela 23</b>	Coeficiente de Determinação ( $R^2$ ), Índice de Comportamento de Fluxo ( $n$ ) e Índice de Consistência do Fluido ( $K$ ) dos Fluidos Estudados Após Envelhecimento nas Temperaturas de $\approx 38$ °C (100 °F), $\approx 66$ °C (150 °F) e $\approx 93$ °C (200 °F).....	83

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

AM – Acrilamida  
AMPS – Ácido metil-propano-sulfônico  
API - *American Petroleum Institute*  
CL – Coeficiente de lubricidade  
CMC - Carboximetilcelulose  
CMC BV - Carboximetilcelulose de baixa viscosidade  
CMS - Carboximetilamido  
DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral  
DSC – Calorimetria Exploratória Diferencial  
EPA – *Environmental Protection Agency*  
ER – Espessura de reboco  
FC – Fator de correção  
FG – Força gel  
H - altura de imersão  
HEC – Hidroxietilcelulose  
HPHT - *High pressure high temperature*  
LABs – Alquilbenzenos lineares  
LABDES – Laboratório de Referência em Dessalinização  
LAPET – Laboratório de Pesquisa em Petróleo  
LPLT - *Low pressure low temperature*  
LSM – *Linear Swell Mete*  
LAOs – Olefinas internas  
LE – Limite de escoamento  
LPs – Parafinas lineares  
K - Índice de consistência do fluido  
n - Índice do comportamento de fluxo  
N<sub>RPM</sub> - número de rotações por minuto  
PAM – Poliacrilamida  
PAOs – Polialfoalefinas  
PPG – Polipropileno glicol

PRH- Programa de Recursos Humanos  
 $r_1$  - raio do cilindro interno (viscosímetro)  
 $r_2$  - raio do cilindro externo (viscosímetro)  
 $R^2$  - Coeficiente de determinação  
UFCG - Universidade Federal de Campina Grande  
UFRN – Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
VA - Viscosidade aparente  
VP - Viscosidade plástica  
VF - Volume de filtrado  
 $VF_{API}$  - Volume de filtrado *American Petroleum Institute*  
 $VF_{HPHT}$  - Volume de filtrado *high pressure high temperature*  
 $\mu$  - Viscosidade  
 $\mu_a$  - Viscosidade aparente  
 $\tau$  - Tensão de cisalhamento  
 $\gamma$  - Taxa de cisalhamento  
 $\Psi$  - Função de correção da taxa de cisalhamento  
 $\beta$  - Razão entre os raios do viscosímetro  
 $\theta$  - Deflexão, grau  
 $\omega$  - Velocidade angular

## SUMÁRIO

RESUMO	viii
ABSTRACT	ix
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xii
LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVEATURAS	xiv
CAPÍTULO 1	
1. Introdução.....	1
1.1 Objetivos.....	3
1.1.1 Geral.....	3
1.1.2 Específicos.....	3
1.2 Organização do Trabalho .....	4
CAPÍTULO 2	
2. Revisão Bibliográfica.....	5
2.1 Definições de Fluidos de Perfuração.....	5
2.2 Funções dos Fluidos de Perfuração.....	6
2.3 Tipos de Fluidos de Perfuração.....	8
2.3.1 Fluidos à Base de Óleo .....	8
2.3.2 Fluidos Sintéticos.....	10
2.3.3 Fluidos à Base de Ar....	11
2.3.4 Fluidos à Base de Água.....	11
2.3.4.1 Desenvolvimento de Fluidos à Base de Água.....	13
2.3.5 Fluidos de Alto Desempenho.....	20
2.4 Composição dos Fluidos.....	21
2.4.1 Aditivos Poliméricos .....	25
2.5 Reologia.....	27
CAPÍTULO 3	
3. Materiais e Métodos.....	33

3.1 Materiais.....	33
3.1.1 Aditivos.....	33
3.2 Métodos.....	33
3.2.1 Caracterização dos Aditivos .....	33
3.2.2 Formulações.....	34
3.2.3 Preparação dos Fluidos de Perfuração.....	38
3.2.4 Estudo Reológico.....	38
3.2.5 Envelhecimento dos Fluidos.....	42
3.2.6 Determinação do Coeficiente de Lubricidade.....	43
3.2.7. Determinação do Volume de Filtrado.....	44
3.2.8 Determinação da Espessura do Reboco.....	45
 CAPÍTULO 4	
4. Resultados e Discussão.....	48
4.1 Caracterização dos Aditivos .....	48
4.2 Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos Estudados Antes do Envelhecimento.....	54
4.2.1. Influência do Anti-Espumante.....	54
4.2.2. Influência do Viscosificante e do Redutor de Filtrado .....	56
4.2.3. Influência do Lubrificante.....	59
4.2.4. Influência do Selante.....	62
4.2.5. Influência dos Inibidores de Argilas Expansivas.....	63
4.3 Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos Estudados Após o Envelhecimento.....	67
4.4 Comportamento Reológico: Curvas de Fluxo e de Viscosidade.....	71
 CAPÍTULO 5	
5. Conclusões .....	85
 Sugestões para Trabalhos Futuros.....	 87
 Referências Bibliográficas.....	 88

# CAPÍTULO 1

---

## 1. INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (THOMAS, 2001).

Historicamente, a primeira função dos fluidos de perfuração era agir como veículo para remover os detritos gerados durante a perfuração de poços. Hoje, é reconhecido que os fluidos de perfuração desempenham várias outras funções, como resfriar e lubrificar a broca, limpar o fundo do poço dos cascalhos de perfuração, transportar esses cascalhos de perfuração para a superfície, estabilizar o poço e permitir uma adequada avaliação da formação (LUMMUS e AZAR, 1986).

Os fluidos são tradicionalmente classificados de acordo com o seu constituinte principal, em: fluidos à base de gás, fluidos à base de água e fluidos à base de óleo (DARLEY e GRAY, 1988 e LUMMUS e AZAR, 1986). Existem também os fluidos sintéticos, cuja fase líquida contínua é um líquido sintético e podem desempenhar as mesmas funções dos fluidos à base de óleo, bem como serem utilizados em situações nas quais os fluidos à base de água sofrem limitações (BURKE e VEIL, 1995).

Aditivos são comumente utilizados na composição dos fluidos com o objetivo de melhorar ou controlar suas propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade. Cada tipo de aditivo é responsável por desempenhar uma propriedade no fluido. Os aditivos para fluidos são classificados em viscosificantes, agentes densificantes, redutores de viscosidade (defloculantes), redutores de filtrado, emulsificantes e aditivos especiais. Dentre os aditivos mais comuns e rotineiramente utilizados em fluidos, têm-se os polímeros carboximetilcelulose (CMC) e a goma xantana que, dependendo do grau de viscosidade, podem ser utilizados como redutor de filtrado e viscosificante, respectivamente. O redutor de filtrado reduz as perdas por filtração e produz rebocos muito finos e capazes de impedir o escoamento do fluido através

das formações geológicas que estão perfuradas. Os viscosificantes têm a função de aumentar a viscosidade do fluido

Independente do tipo de fluido, este deve apresentar propriedades físicas, reológicas, de filtração e lubricidade adequadas, de forma a garantir o sucesso da operação de perfuração, seja em poços rasos ou profundos. Atualmente o cenários de perfuração envolve reservatórios mais profundos, poços de geometria complexa e um aumento de exigências dos órgãos ambientais. Em vista disso, vem sendo estudados fluidos de perfuração base água mais elaborados, que podem oferecer melhor hidráulica de perfuração (perda de pressão e transporte de cascalhos), estabilidade reológica a altas temperaturas, controle de filtrado, estabilidade de folhelhos e boa lubricidade.

A perfuração hoje é capaz de atingir regiões de grande complexidade, sendo possível realizar perfurações nas chamadas águas profundas, regiões com lâmina de água de até 3000 m, onde normalmente são encontradas altas temperatura e pressão. Além disso, as perfurações tanto *onshore* quanto *offshore* podem ser realizadas em poços verticais ou horizontais. Nestes casos, comumente são utilizados fluidos à base de óleo diesel, que começam a entrar em desuso em virtude dos graves problemas ambientais gerados pelo seu descarte, e os fluidos sintéticos, que embora sejam menos tóxicos têm como desvantagem seu elevado custo.

Com isso, surge a necessidade do desenvolvimento de fluidos aquosos aditivados com aditivos nacionais que possam ser utilizados em perfuração profundas e que também serem ambientalmente seguros. A maioria das empresas petrolíferas utiliza aditivos importados para tentar melhorar o desempenho dos fluidos de perfuração.

## 1.1 Objetivos

### 1.1.1 Geral

Este trabalho tem como objetivo geral avaliar o uso de aditivos nacionais no desenvolvimento de fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo, que possam ser empregados sob condições de altas temperatura e pressão.

### 1.1.2 Específicos

Para tanto, apresenta os seguintes objetivos específicos:

- desenvolver formulações de fluidos aquosos, contendo aditivos nacionais, como viscosificantes, redutores de filtrado, controladores de pH, lubrificantes, inibidores de argilas expansivas, bactericida e anti-espumante;
- determinar as curvas de fluxo dos fluidos a fim de conhecer o seu comportamento reológico;
- realizar o estudo reológico dos fluidos, por meio da determinação das viscosidades aparente e plástica, do limite de escoamento e da força gel;
- realizar o estudo das propriedades de filtração dos fluidos, por meio do volume de filtrado e da espessura do reboco;
- realizar o estudo de lubricidade dos fluidos, por meio do coeficiente de lubricidade e
- avaliar a estabilidade dos aditivos e dos fluidos de perfuração sob condições de altas temperatura e pressão, por meio da determinação das propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade.



## 1.2 Organização do Trabalho

O presente trabalho está organizado em cinco capítulos. No Capítulo 1, é apresentada uma introdução, descrevendo a motivação para a realização deste estudo e os seus objetivos.

No Capítulo 2 encontra-se a revisão bibliográfica, apresentando algumas definições, funções, tipo e composição dos fluidos de perfuração, definições relevantes do tema em questão, como aditivos poliméricos e reologia.

No Capítulo 3 encontram-se os materiais selecionados e a metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho. Estão apresentados todos os aditivos selecionados. A metodologia contém os ensaios de caracterização dos aditivos, as formulações estudadas, a preparação dos fluidos, o estudo reológico, o envelhecimento dos fluidos, a determinação do coeficiente de lubricidade, a determinação do volume de filtrado e por fim, a determinação da espessura do reboco.

No Capítulo 4 estão apresentados e discutidos os resultados da caracterização dos aditivos, de determinação das propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade dos fluidos antes do envelhecimento (avaliando a influência dos aditivos anti-espumante, viscosificante e redutor de filtrado, lubrificante, selante e inibidores de argila expansiva), de determinação das propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade dos fluidos após envelhecimento e, por fim, os resultados do comportamento reológico (curvas de fluxo e de viscosidade) antes e após envelhecimento.

No Capítulo 5 estão apresentadas as conclusões do trabalho.

A seguir, estão apresentadas as sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, estão apresentadas as referências e normas utilizadas para a realização deste trabalho.

## CAPÍTULO 2

---

### 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 2.1 Definições de Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração, também chamados de lamas, podem ser conceituados como composições freqüentemente líquidas destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo (AMORIM, 2003).

Quando da perfuração dos primeiros poços de petróleo utilizava-se a própria argila da formação misturada à água formando uma espécie de lama, motivo do fluido também ser denominado lama de perfuração (Figura 1).

De acordo com o *American Petroleum Institute* - API, os fluidos de perfuração são definidos como fluidos de circulação usados em perfurações rotativas para desempenhar funções de grande importância (apresentadas no item 2.2) durante a operação de perfuração, tornando-se o fluido de circulação um componente indispensável na perfuração de poços (LUMMUS e AZAR, 1986).



Figura 1: Fluido de Perfuração Conhecido como “Lama de Perfuração”.

Fonte: SCHAFFEL, 2002.

A utilização de fluidos de perfuração foi iniciada em 1901 no poço de *Spindletop* no Texas (BOURGOYNE *et al.*, 1991) e seu desenvolvimento era um grande desafio para a indústria do petróleo, na busca pelo ponto ótimo entre custo, desempenho técnico, e a partir da década de 80, o atendimento às exigências ambientais. A eficiência da perfuração de um poço depende, em grande parte, da relação entre o fluido de perfuração utilizado com as formações perfuradas.

## 2.2 Funções dos Fluidos de Perfuração

São funções dos fluidos de perfuração (DARLEY e GRAY, 1988; VAN DYKE, 2000; ECONOMIDES *et al.*, 1998; BOURGOYNE *et al.*, 1991; LUMMUS e AZAR, 1986):

### i) Lubrificar e resfriar a broca

A fricção entre a broca e as paredes do poço é muito elevada, gerando atrito e conseqüentemente calor, necessitando do resfriamento oferecido pelo fluido de perfuração e exigindo lubrificação também proporcionada pelo fluido.

### ii) Limpar o poço e transportar os cascalhos à superfície

O fluido de perfuração tem a função de limpar o poço, ou seja: abrir passagem para a broca retirando os pedaços de rocha já triturados, ou cascalhos. O cascalho é carregado para a superfície pelo espaço anular situado entre a coluna de perfuração e as paredes do poço (VEIGA, 1998).

A trajetória do fluido de perfuração pode ser apresentada conforme ilustração da Figura 2. O fluido penetra no interior do poço juntamente com a coluna de perfuração, saindo os jatos de fluido ou lama pelos orifícios da broca e retornando até a superfície carregando os detritos gerados na perfuração através do espaço anular, conforme ilustrado



Figura 2: Trajetória do Fluido de Perfuração.

Fonte: AMORIM, 2008.

### iii) Proteger e impermeabilizar as paredes do poço

O fluido de perfuração fornece a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso das paredes do poço. O controle das pressões no interior do poço é feito pelo fluido através de uma pressão hidrostática superior à pressão dos fluidos das formações (aqueles contidos nos poros das formações) cortadas pela broca. Quando esta pressão hidrostática se torna menor do que a das formações, e em presença de permeabilidade suficiente, pode ocorrer o fluxo de fluido da formação para o interior do poço, que se não devidamente controlado pode se transformar numa erupção (*blowout*). Quando o fluido exerce pressão sobre as paredes do poço, uma parcela penetra nos poros da formação (filtrado). As partículas sólidas da lama se depositam nas paredes do poço formando uma fina camada impermeável que estabiliza as formações (*filter cake* ou *mud cake*, que pode ser traduzido como “reboco”). Esta camada além de estabilizar as paredes do poço reduz a absorção de fluido de perfuração pelas formações, impermeabilizando as paredes do poço.

### iv) Transportar à superfície informações a respeito das formações perfuradas

O cascalho e fluido de perfuração que chegam à superfície constituem valiosas fontes de informações sobre as formações que estão sendo perfuradas. Geólogos examinam o cascalho para saber que tipo de formação está sendo

perfurada no momento, assim como os técnicos de fluido de perfuração analisam o seu retorno, avaliando o quanto de água, gás ou óleo está invadindo o poço.

## 2.3 Tipos de Fluidos de Perfuração

Os fluidos são tradicionalmente classificados de acordo com o seu constituinte principal, em: fluidos à base de óleo, fluidos sintéticos, fluidos à base de ar ou gás e fluidos à base de água. Os fluidos à base de gás são constituídos de um fluxo de ar ou gás natural injetado no poço a alta velocidade. Os fluidos sintéticos são os fluidos cuja fase contínua é um líquido sintético. Os fluidos à base de água são aqueles cuja fase líquida contínua é constituída por água, enquanto que nos fluidos à base de óleo, a fase contínua é constituída por óleo (DARLEY e GRAY, 1988 e LUMMUS e AZAR, 1986).

### 2.3.1 Fluidos à Base de Óleo

Os fluidos à base de óleo apresentam como fase contínua o óleo. A água está presente no fluido à base de óleo sob a forma de uma emulsão, onde as gotas de água ficam suspensas no óleo caracterizando uma emulsão de água em óleo (é necessário adicionar um emulsificante químico para impedir que as gotas d'água coalesçam). Os fluidos de perfuração à base de óleo foram desenvolvidos para situações onde os fluidos à base de água apresentavam limitações técnicas e operacionais.

Introduzidos no mercado na década de 40, os fluidos à base de óleo logo ganharam destaque, apesar de custarem de 2 a 4 vezes mais do que os de base aquosa. O motivo deste interesse estava relacionado a um desempenho superior para determinadas e freqüentes situações, como na perfuração de formações com folhelhos altamente reativos que reagem facilmente com fluidos à base de água, na perfuração de poços sujeitos a altas pressões e temperaturas, de poços direcionais (quando a perfuração é desviada para alcançar determinado ponto do reservatório), de poços que requisitassem uma maior lubrificação entre a coluna e as formações ou quando as condições geológicas requisitassem uma maior estabilização da abertura do poço (FRIEDHEIM e SHINNIE, 1991).

Os fluidos à base de óleo são muito utilizados e indicados para a perfuração marítima, onde freqüentemente a perfuração do poço é direcional e em perfurações terrestres de grande profundidade. Isto se deve por serem os poços direcionais tipicamente mais restritivos em relação à lubrificação e estabilidade das paredes do poço, quando comparados aos verticais (CAMPBELL, 1998; HENDRIKS, 1994).

As vantagens de desempenho na perfuração com fluidos à base de óleo em comparação com os de base aquosa são (HALL, 2001; VEIGA, 1998; BLEIER *et al*, 1992):

- compatibilidade com as formações sensíveis à água. Como o óleo é a fase contínua nos fluidos à base de óleo, somente ele penetra na formação reduzindo ao mínimo a invasão de água que pode danificar as formações no caso da utilização dos fluidos aquosos;
- minimização da corrosão, pois a fase de óleo contínua presente no fluido não atua como um eletrólito como no caso dos fluidos à base de água;
- maior estabilidade térmica e estrutural na perfuração de poços profundos e com altas temperaturas;
- melhor lubrificação, facilitando a perfuração de poços direcionais e
- em virtude das vantagens acima a perfuração é feita mais rapidamente, proporcionando um aumento das taxas de penetração.

Contudo, ao mesmo tempo em que ganham em desempenho, os fluidos à base de óleo são prejudiciais ao meio ambiente. A toxicidade é a mais séria e talvez uma desvantagem insuperável desse tipo de fluido. São altamente tóxicos e biodegradam-se lentamente nas condições anóxicas que são encontradas no ambiente submarino (DURRIEU *et al.*, 2000). O cascalho descartado ao mar, por exemplo, proveniente de um poço onde foi utilizado um fluido à base de óleo tende a se aglomerar em “placas”, que passam rapidamente pela coluna d’água acumulando-se no fundo do mar sob a forma de pilhas submarinas. O mesmo não ocorre quando se usa um fluido de base aquosa. Neste caso, o cascalho não tende a se acumular, dispersando-se pelo assoalho marinho (MCFARLANE e NGUYEN, 1991).

O óleo inicialmente empregado como base para os fluidos de base oleosa foi o diesel, devido à sua boa disponibilidade e baixo custo. Na década de 60, os fluidos chegavam a sofrer a adição de até 10% de diesel, tendo esse percentual variado

entre 40 e 50% no final da década de 70 (FAULDS, 1999). No início da década de 80, testes de toxicidade feitos na Inglaterra com fluidos à base de diesel chamaram a atenção para a sua toxicidade, culminando em 1984 com o banimento do uso do diesel em fluidos de perfuração em toda a Europa (JACHNIK, 1994). Vários países passaram gradativamente a restringir o descarte dos cascalhos provenientes de poços perfurados com fluidos à base de óleo e a indústria do petróleo se viu obrigada a pesquisar e desenvolver óleos de baixa toxicidade. No início da década de 80, foram desenvolvidos os fluidos de base óleo mineral. O óleo mineral é uma mistura de hidrocarbonetos alifáticos médios, obtidos a partir do refino do petróleo. Enquanto o óleo diesel possui de 20 a 61% de hidrocarbonetos aromáticos, os óleos minerais típicos possuem menos de 20% (VEIGA, 1998).

### 2.3.2 Fluidos Sintéticos

Os fluidos sintéticos são definidos como fluidos cuja fase líquida contínua é um líquido sintético. Segundo Burke e Veil (1995) *apud* Amorim (2003), os fluidos sintéticos podem desempenhar as mesmas funções dos fluidos à base de óleo, bem como serem utilizados em situações nas quais os fluidos à base de água sofrem limitações. Em uma outra comparação, os autores afirmam que o uso dos fluidos sintéticos reduz o tempo de perfuração quando comparados aos fluidos à base de água e, em relação aos fluidos à base de óleo, são menos tóxicos. Como uma desvantagem pode-se citar seu elevado custo.

O primeiro fluido de perfuração sintético foi um éster, empregado em março de 1990 na costa da Noruega, abrindo caminho para a que ficou conhecida como “primeira geração” de fluidos de perfuração sintéticos. Esta geração foi composta pelos ésteres, éteres, polialfaolefinas (PAOs) e acetatos. Na segunda metade da década de 90 pesquisas originaram a chamada “segunda geração” de sintéticos, composta pelos alquilbenzenos lineares (LABs), linear alfa olefinas (LAOs), olefinas internas (IOs) e parafinas lineares (LPs) (FRIEDHEIM e CONN, 1996).

### 2.3.3 Fluidos à Base de Ar

Um poço pode ser perfurado utilizando ar ou gás natural ao invés dos fluidos de perfuração líquidos convencionais. Através destes tipos de fluido, o ar ou gás circula do mesmo modo que um fluido líquido convencional através de pressão fornecida por compressores que são instalados na superfície junto aos demais equipamentos de perfuração. A perfuração com ar puro utiliza ar comprimido ou nitrogênio. Quando o ar é utilizado, sua combinação com hidrocarbonetos no ambiente subterrâneo pode se transformar numa mistura explosiva, exigindo cuidados extras quanto a explosões ou incêndios (ECONOMIDES *et al.* 1998).

Ainda segundo Economides *et al.*, (1998), os fluidos de perfuração aerados executam satisfatoriamente suas funções nas operações de perfuração, exceto em relação ao transporte de cascalho (ainda que apresentem a grande vantagem de não contaminar o cascalho) e no controle de pressões subterrâneas. Por este motivo, sua aplicação fica limitada a regiões que possuam autorização legal e existência de formações de baixa permeabilidade, como calcários ou formações com rochas muito duras.

### 2.3.4 Fluidos à Base de Água

A grande maioria dos fluidos de perfuração utilizados no mundo é formada por líquidos à base de água (MMS, 2000). O fluido à base de água ou fluido aquoso consiste numa mistura de sólidos, líquidos e aditivos químicos tendo a água como a fase contínua. O líquido base pode ser a água salgada, água doce ou água salgada saturada (salmoura), dependendo da disponibilidade e das necessidades relativas ao fluido de perfuração (ECONOMIDES *et al.*, 1998).

Os principais tipos de fluidos à base de água são os fluidos naturais, fluidos dispersos tratados com lignosulfonatos, fluidos tratados com cal, fluidos tratados com gesso, fluidos não dispersos tratados com cal e polímeros, fluidos salgados tratados com polímeros, fluidos à base de KCl, fluidos isentos de sólidos e os fluidos biopoliméricos (VEIGA, 1998).

Os fluidos à base de água podem possuir argilas altamente hidrofílicas em sua composição, como as encontradas nos folhelhos ou “sólidos ativos” (típica rocha sedimentar rica em argilas hidrofílicas, em especial as encontradas em localidades



*offshore* ou bacias sedimentares mais jovens, caracterizando formações muito sensíveis à água), estas argilas reagem quimicamente com a água do fluido de perfuração, provocando sua expansão e dispersando as partículas no fluido e por todo o poço. Este fenômeno interfere mecanicamente com a perfuração, provocando um efeito de intrusão da argila expandida nos poros das formações cortadas pela broca, formando uma barreira que paralisa ou restringe significativamente o fluxo da produção de hidrocarbonetos (BLEIER *et al*, 1992; LUMMUS e AZAR, 1986; KHONDAKER, 2000).

Este é um grave problema de desempenho causado pela utilização de lamas à base de água, provocando também instabilidade ao poço e perda de fluido para as formações. Em paralelo, esta expansão de material leva a uma geração de volume extra de resíduos de perfuração. A solução para os problemas apontados acima é inibir o fluido através da adição de substâncias químicas que impeçam ou diminuam sua reação com a água. São os denominados “inibidores” como o sódio, potássio e íons de cálcio, que reduzem a atividade dos sólidos ativos minimizando a hidratação e a expansão da argila e folhelhos (SCHAFFEL, 2002).

Devido às desvantagens apresentadas, os fluidos de perfuração à base de água não conseguiram acompanhar os novos desafios que foram surgindo com a evolução da tecnologia, como a perfuração direcional ou em águas profundas. A utilização dos fluidos à base de água nestes empreendimentos pode tornar a perfuração lenta ou até mesmo impossível (EPA, 1999), além de gerar uma quantidade maior de resíduos.

Os fluidos de perfuração à base de água apresentam algumas vantagens, como: um baixo custo comparado aos demais, podem ser biodegradáveis e se dispersarem facilmente na coluna d’água em perfurações marítimas (DURRIEU *et al.*, 2000). Logo, seu descarte marítimo é permitido em quase todo o mundo, desde que respeitadas às diretrizes de descartes de efluentes marítimos de cada região.

Especialistas em fluidos de perfuração enfrentam um dilema em selecionar um aditivo que possa aumentar o desempenho na perfuração de poços de petróleo e minimizar as preocupações sobre os seus efeitos prejudiciais em zonas de produção do petróleo. A escolha é baseada considerando os seguintes parâmetros: custo, desempenho, qualidade, efeitos ambientais, compatibilidade da avaliação da produção e da exploração e logística (ENGLAND, 1988).

Para minimizar os impactos ambientais é necessário reduzir os níveis de toxicidade dos componentes dos fluidos de perfuração. Os fluidos à base de óleo são normalmente os mais danosos ao meio ambiente, e embora tenham sido desenvolvidos para situações nas quais os fluidos à base de água são inadequados, há necessidade urgente de encontrar alternativas para substituição desses fluidos (AMORIM, 2003).

### 2.3.4.1 Desenvolvimento de Fluidos à Base de Água

Diversos trabalhos vêm sendo estudados com o desenvolvimento de fluidos de perfuração base água. Enright *et al.* (1992) estudaram fluidos à base de água aditivados com copolímeros de acrilamida (AM) e ácido metil-propano-sulfônico (AMPS) e polipropileno glicol (PPG), chamados de sistemas COP/PPG, que constituem um fluido ambientalmente seguro, sendo uma alternativa viável aos fluidos à base de óleo, tanto em ambientes de água doce quanto de água salgada. O sistema COP/PPG contém em sua composição, além de polímeros, barita e bentonita de Wyoming.

Em novembro de 1999, foi publicado no *Journal Petroleum Technology* o resumo do trabalho de Meinhold apresentado na *Exploration and Production Environmental Conference*, no Texas, Estados Unidos. Este resumo mostra as recentes regulamentações propostas pela Agência de Proteção Ambiental, nos Estados Unidos, a *Environmental Protection Agency - EPA*, sobre o uso dos novos fluidos sintéticos. Segundo o autor, a EPA permite o descarte dos detritos oriundos de perfurações com fluidos sintéticos nas águas do mar, e justifica que o impacto ambiental causado pelos resíduos é compensado através dos enormes benefícios conseguidos com o seu uso (MEINHOLD, 1999).

As mudanças recentes nas leis governamentais a respeito da poluição de ar, água limpa, eliminação de lixo, saúde ocupacional e segurança ditaram e dirigiram a indústria de petróleo a reavaliar todos os aspectos relacionados à perfuração e de produção. Estas mudanças afetaram extremamente as escolhas dos produtos usados nos fluidos de perfuração. Os produtos não devem somente executar e atender as especificações mínimas, mas devem também atender os padrões

ambientais do governo. Os interesses da produção e da exploração a respeito das avaliações dos danos e do prospecto da formação influenciam extremamente nas escolhas do produto (ENGLAND, 1988).

Aproximadamente 75% das formações perfuradas contêm folhelhos ativos e mais de 90% dos problemas de estabilidade das paredes do poço estão relacionados à inabilidade do fluido de perfuração em controlar esses folhelhos. A variável mais importante para manter a estabilidade do folhelho é prevenir que o fluido de perfuração exerça uma pressão hidrostática suficientemente alta que terá como conseqüências a invasão da fase contínua do fluido e falhas na formação, devido à mudança no estado de tensão próximo à parede do poço. A estabilidade do folhelho é alcançada quando a pressão diferencial (diferença entre pressão hidrostática do fluido de perfuração e a pressão dos poros da formação) suportada é mantida (TRENERY e MULLEN 2008).

Segundo Trener e Mullen (2008), a Baker Hughes, uma empresa multinacional, vem desenvolvendo um novo fluido à base de água com desempenho próximo ao base óleo. Este fluido reduz o impacto ambiental e apresenta uma alta eficiência operacional. O sistema inibe as formações ativas encontradas em perfurações *onshore* e poços artesianos. O novo fluido incorpora um polímero micro deformável selante que mecanicamente forma pontes nos micro poros e micro fraturas dos folhelhos. A natureza deformável do polímero permite que o mesmo se molde ao longo das fraturas e dos poros, construindo uma ponte na matriz do folhelho ou outras formações de baixa porosidade. Este efeito selante reduz a invasão da fase líquida do fluido, mantendo assim a integridade do poço.

Ainda segundo os autores, a inabilidade para suprimir a hidratação de argilas ativas pode conduzir a problemas, tais como: o encramento de broca, baixa eficiência na remoção de sólidos, altas taxas de diluição e falta de controle do filtrado e das propriedades reológicas. O inchamento de argilas ativas junto com a transmissão da pressão dos poros é a principal causa da instabilidade dos folhelhos.

A hidratação da argila ocorre na superfície hidratável, ligando-se moléculas de água ao oxigênio na superfície da argila, e a hidratação iônica, que é a hidratação de cátions da intercamada com moléculas de água circunvizinhas, resultado da superfície e absorção osmótica de duas questões diferentes: o inchamento, que é a expansão das argilas devido à entrada de água, e a dispersão, que é a

desintegração da estrutura da argila após a hidratação (TRENERY e MULLEN, 2008).

A inibição da argila é mais difícil de se alcançar com os sistemas base água devido à similaridade das características de molhabilidade entre o fluido de perfuração e a formação. O novo fluido base água desenvolvido utiliza um inibidor de argila hidratável solúvel em água e ambientalmente aceitável para estabilizar argilas altamente ativas através de um mecanismo de troca de cátions (TRENERY e MULLEN, 2008).

Ainda segundo os autores, os equipamentos de perfuração *onshore* são tipicamente limitados por cavalos-vapor disponíveis. Como os poços terrestres começam a se tornar mais profundos e complexos em suas trajetórias, torque e arraste tornam-se importantes, particularmente em perfuração com fluidos base água. Este novo fluido base água reduz as forças de fricção existentes no contato entre os equipamentos de perfuração tubulares e a parede do poço. Os fatores de fricção são representados pelo verdadeiro coeficiente de fricção ou lubricidade de um fluido de perfuração. Baseado em dados de campo de torque e arraste, este fluido base água tem apresentado valores de coeficientes de fricção próximos aos apresentados pelos fluidos base óleo.

Thenery e Mullen (2008) ainda citam que o novo sistema do fluido água é projetado para fornecer estabilidade à parede do poço em águas marítimas ou em ambientes de baixa salinidade. Esta é uma considerável vantagem para o tratamento de resíduos em ambientes terrestres. O fluido pode ser reciclado, reduzindo o consumo de água e o impacto ambiental total das operações de perfuração.

Tradicionalmente, os fluidos não aquosos têm sido utilizados em operações de perfuração de poços na Bacia de Campos, no Brasil. Avanços significativos em formulações de fluidos de perfuração base água têm aproximado o desempenho de fluidos base água dos fluidos não-aquosos nos últimos anos. Exploração em novas fronteiras e otimização de desenvolvimento de projetos de poços em águas profundas no Brasil têm requerido uma diferente aproximação no que diz respeito à formulação do fluido de perfuração devido aos avanços, poços de difíceis trajetórias e possibilidade de perfuração de poços horizontais. Os fluidos não aquosos são um substituinte ideal para estas aplicações, mas preocupações ambientais e custo são

questões de grande importância e alternativas devem ser consideradas (RAMIREZ *et al.*, 2007).

Segundo Ramirez *et al.* (2007), fluidos base água aditivados têm sido aplicados para substituir os fluidos não aquosos em algumas perfurações de águas profundas (cerca de 1000 m) e ultra profundas (cerca de 3000 m) na Bacia de Campos. Esta nova tecnologia tem sido aplicada com sucesso em cenários de perfuração ultra profundas, argilas ativas, rochas dispersas, formação naturalmente micro fraturada e poços horizontais. As características desse fluido são desenvolvidas com uma nova geração de polímeros encapsulados; o uso da química do amido para promover a estabilidade da argila; a aplicação de um novo polímero selante para inibição de rochas e excelente característica lubrificante do fluido.

Ainda segundo os autores, históricos de casos e dados de laboratórios têm contribuído para modificação do sistema e tem melhorado o desempenho desses fluidos. Esse trabalho identificou atribuições necessárias para completar o formato do fluido para poços de difícil perfuração em novas áreas de exploração e desenvolvimento. O novo fluido foi testado com sucesso na Bacia de Campos e apresentou desempenho aproximado entre fluidos base óleo e fluidos base água, considerando a estabilidade da parede do poço, taxas de penetração e propriedades de lubricidade.

Rodrigues *et al.* (2006) desenvolveram uma nova classe de aditivos poliméricos para fluidos base água que apresentaram simultaneamente propriedades importantes e necessárias para um bom desempenho e que são ecologicamente corretos e de baixo custo. Os aditivos foram obtidos através da modificação química de polímeros hidrofílicos pelo acoplamento de diferentes segmentos hidrofóbicos em um ou nos dois grupos terminais. As análises reológicas de alguns sistemas aquosos contendo esses compostos apresentaram comportamento de fluidos pseudoplásticos e foi sugerido um modelo para explicar os resultados obtidos. Uma série de fluidos de perfuração foi formulada com o melhor sistema estudado. Os aditivos desenvolvidos apresentaram a função de modificadores reológicos, inibidores de argilas hidratáveis, redutores de filtrado e lubrificante, obtendo excelentes resultados em formulações de fluidos sob condições de baixas temperaturas e pressões.

Os autores justificam a importância do trabalho no desenvolvimento de aditivos poliméricos multifuncionais, derivados de um simples composto orgânico, que representa um caminho interessante na redução de custos, já que os produtos desenvolvidos por esse estudo foram obtidos através de reações simples usando materiais de baixo custo e ecologicamente corretos.

Como foi dito, os fluidos à base de água são uma opção viável do ponto de vista ambiental em substituição aos base óleo. O principal desafio é o desenvolvimento de um fluido à base de água que apresente suas propriedades reológicas e de filtração estáveis a temperaturas superiores a 130 °C. Aditivos convencionais, como biopolímeros ou polímeros sintéticos, tornam-se ineficientes a altas temperaturas ou proporcionam um acréscimo na reologia quando usado em quantidades necessárias para cessar a perda de filtrado. Do ponto de vista reológico, o melhor sistema de fluido é aquele que oferece um alto grau de diminuição da viscosidade com um aumento da taxa de cisalhamento, para reduzir a perda de fricção e melhorar a limpeza do poço. Estes são baseados tipicamente nos biopolímeros (como a goma xantana) ou certas misturas orgânicas. Enquanto os polímeros mais eficientes para o controle reológico são aqueles com alto peso molecular (milhões de Dalton), polímeros de baixo peso molecular, frequentemente usados para o controle da perda de filtrado, podem também apresentar um efeito na reologia. Assim, historicamente, o controle da reologia e da perda de filtrado tem requerido um fino balanço entre esses dois tipos de materiais (TEHRANI *et al.*, 2007).

Ainda segundo esses autores, a temperaturas de até 130 °C, biopolímeros e misturas orgânicas são eficientes no controle da reologia, mas em temperaturas mais elevadas surgem problemas de estabilidade e os polímeros sintéticos devem ser usados. Polímeros sintéticos, principalmente polieletrólitos, apresentam boa estabilidade térmica, mas geram alta viscosidade plástica. Este problema, que é intensificado pela alta fração de sólidos de fluidos de perfuração mais pesados, pode conduzir a grandes perdas de pressões nas seções mais estreitas do poço. Como solução, deve existir uma sinergia entre os polímeros e os materiais densificantes. Com isso, se requer polímeros com: peso molecular moderado (para evitar altas viscosidades), baixa densidade de carga (carga em polímeros aumenta a rigidez da cadeia com impacto nas viscosidades; polieletrólitos são mais sensíveis a sais,

sólidos perfurados e contaminação de cimentos) e estabilidade a altas temperaturas (acima de 180 °C). Polímeros que satisfazem esses critérios produzem relativamente baixas viscosidades, porém eles podem não ser adequados para suspender materiais densificantes e para o transporte dos cascalhos. Entretanto, quando combinado com um material densificante com uma carga superficial específica, eles diminuem rapidamente a viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento e apresentam boa capacidade de suspensão.

Como resultado dos trabalhos de Tehrani *et al.* (2007), foi desenvolvido um fluido de perfuração base água para ser usado em temperaturas de até 180 °C. A química deste fluido está baseada numa sinergia entre os materiais densificantes e os polímeros especiais selecionados para gerarem uma reologia controlada e estável. Os fluidos apresentaram adequadas propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade, como também um alto poder de inibição de argilas.

Young e Ramses (2007) estudaram o desenvolvimento e a aplicação de um fluido à base de água que utiliza uma tripla inibição como substituição do base de óleo. Cada componente do sistema pode assegurar a conformidade com alguns dos mais exigidos requisitos ambientais do mundo. O fluido resultante é flexível em formulação, podendo ser utilizado em águas com alta concentração de cloretos em poços terrestres, pode ser formulado na água do mar para se conhecer a toxicidade de poços e pode ser formulado na água do mar saturada para conhecer a toxicidade e o desempenho em ambientes de águas profundas.

Barbosa (2006) desenvolveu um trabalho com o objetivo de estudar bentonitas aditivadas com polímeros visando sua aplicação em fluidos à base de água para perfuração de poços de petróleo. Para este estudo, foram utilizadas amostras de bentonitas industrializadas da Paraíba, contendo em sua composição argilas consideradas de qualidade inferior, e amostras de aditivos poliméricos comerciais utilizados na indústria de petróleo. Os fluidos de perfuração foram preparados com concentrações de 2,5 % e 4,86 % em massa de argila aditivada com um composto polimérico em dez diferentes composições obtidas por meio do planejamento experimental. A partir dos resultados obtidos, pôde-se concluir que: i) o uso do delineamento de misturas e superfícies de resposta é uma ferramenta adequada ao estudo de combinação de matérias-primas poliméricas de características diferentes, possibilitando o uso de um composto polimérico com

propriedades adequadas para a aditivação de bentonitas; ii) os fluidos preparados com 2,5 % em massa de argila apresentam melhores propriedades reológicas e de filtração, atendendo as especificações da Petrobras e iii) a aditivação de argilas bentoníticas de qualidade inferior com compostos poliméricos garante a continuidade de sua utilização no preparo de fluidos de perfuração de poços de petróleo.

Vidal *et al.* (2007) estudaram a aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de inchamento de argilas em fluidos de perfuração à base de água. As formulações testadas foram previamente envelhecidas em estufa rotativa por 16 horas, à  $\approx 93^\circ$  ( $200^\circ\text{F}$ ). Em seguida, foram determinados os parâmetros reológicos à  $\approx 57^\circ\text{C}$  ( $135^\circ\text{F}$ ). Foram também determinadas as medidas de coeficiente de lubricidade e volume de filtrado API. A porcentagem de inchamento linear de pastilhas da argila estudada foi determinada por ensaios de *Linear Swell Meter* – LSM. Todos os novos polímeros testados apresentaram desempenho semelhante aos já utilizados na indústria do petróleo. O uso dos polímeros catiônicos associados ao sais NaCl e KCl, normalmente utilizados como inibidores de argilas, promoveu uma redução significativa na taxa de inchamento linear da argila e no volume de filtrado, além de não alterar os valores dos parâmetros reológicos. Os resultados obtidos indicam que os novos polímeros catiônicos testados podem se constituir em produtos alternativos à substituição dos inibidores já conhecidos na indústria, sem acarretar problemas à perfuração.

Felix *et al.* (2009) desenvolveram e testaram formulações de fluidos de perfuração à base de água com alta capacidade de inibição de inchamento de argilas, além de elevada lubricidade, obtendo, assim, perfurações com maior taxa de penetração e sem alargamentos. Os resultados obtidos indicaram que a combinação adequada de produtos já disponíveis no mercado pode levar à obtenção de fluidos de desempenho igual ou superior aos já utilizados pelas companhias multinacionais.

Medeiros (2009) estudou o comportamento reológico e de filtração e a capacidade lubrificante de fluidos de perfuração à base de água e argilas bentoníticas com e sem aditivação polimérica e agentes lubrificantes. Os resultados evidenciaram que: a adição de polímeros aos fluidos contribuiu para melhoria das propriedades reológicas e de filtração, mas não melhorou as suas características lubrificantes e a adição do lubrificante melhorou a lubricidade dos fluidos, reduzindo



significativamente os valores de coeficiente de lubricidade e alterou discretamente os parâmetros reológicos e de filtração, contudo não comprometeu o seu desempenho. Além disso, foi observado que o tipo de lubrificante não apresentou influência significativa no coeficiente de lubricidade dos fluidos e o teor de 1,0 % de lubrificante foi suficiente para adequar a sua capacidade lubrificante.

### 2.3.5 Fluidos de Alto Desempenho

Recentemente, um novo tipo de fluido vem sendo estudado, denominados de alto desempenho ou alta *performance*. A denominação “alto desempenho” foi utilizada para diferenciar esse tipo de fluido dos já comumente conhecidos e utilizados na perfuração de poços de petróleo, que possuem atributos especiais no desempenho da perfuração e vantagens sobre os fluidos que não são à base de água. Suas vantagens são: estabilidade da perfuração do poço, poder de inibição de argilas hidratáveis, aumento das taxas de penetração, redução do torque e arraste, estabilidade a altas temperaturas, baixo custo e podem ser ambientalmente seguros (WILLIAM e D’ AUGEREAU, 2006). É uma boa alternativa para substituir os fluidos à base óleo e os sintéticos, já que os à base de óleo não são ambientalmente seguros e os sintéticos têm custo elevado (MORTON, 2005).

Segundo Girão (2006), que vem realizando estudos com o objetivo de desenvolver fluidos de alto desempenho à base de água, os fluidos de alto desempenho são aqueles com alta capacidade de inibição de argilas, maior taxa de penetração, além da elevada lubricidade.

William e d’ Augereau (2006), estudaram e desenvolveram fluidos de alto desempenho à base de água. O estudo apresentou uma visão técnica geral de um novo fluido de alto desempenho à base de água, contendo um polímero selante deformável, e suas vantagens com relação ao caráter ambiental e concluiu que o novo fluido foi testado com sucesso em perfurações de poços de petróleo em terra e poços tubulares e provado o seu alto desempenho em comparação aos fluidos à base de óleo. O fluido desenvolvido também eliminou o risco ambiental e foi aprovado por órgãos ambientais do México e da União Soviética.

## 2.4 Composição dos Fluidos

A composição do fluido depende das exigências particulares de cada perfuração. Para perfurações simples e pouco profundas um fluido constituído de água e argila em baixa concentração é adequado. Contudo, em situações de difícil perfuração e/ou em grandes profundidades é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos (AMORIM, 2003).

Segundo Lummus e Azar (1986), os aditivos para fluidos são classificados em viscosificantes, agentes densificantes, redutores de viscosidade (defloculantes), redutores de filtrado, emulsificantes e aditivos especiais. Os viscosificantes têm a função de aumentar a viscosidade, como a bentonita, atapulgita e polímeros naturais e sintéticos. Os agentes densificantes aumentam a densidade da lama, sendo a barita ( $BaSO_4$ ) o mais utilizado. Os redutores de viscosidade (defloculantes ou dispersantes) e de perda de fluido são adicionados com a função de reduzir a viscosidade e o volume de filtrado, respectivamente. Os emulsificantes facilitam o mecanismo de dispersão de dois líquidos imiscíveis, estabilizando a emulsão. Como aditivos especiais, estão incluídos flocculantes, controladores de pH, anti-espumantes, lubrificantes, dentre outros.

De acordo com a reportagem publicada na *World Oil* em junho de 2000, alguns aditivos possuem múltiplas funções, podendo ser classificados como (ANÔNIMO *apud* AMORIM, 2003):

i) Controladores de pH – controlam do grau de acidez ou alcalinidade em fluidos contendo cal, soda cáustica, bicarbonato de sódio, entre outros. Segundo Pereira (2006a), o pH é fator influente a partir de valores acima de 10. Entre 10 e 12 a argila floccula com aumento brusco de viscosidade. A partir disso, ela desidrata quase que totalmente. A elevação de pH a valores acima de 12 para inibir argilas expansivas é um recurso precioso no controle de fluido de perfuração.

Os controladores de pH também reduzem as taxas de corrosão e estabilizam as emulsões. Exemplos de controladores de pH são: os hidróxidos de sódio ou potássio, ácido acético e acetato, carbonato de sódio e óxido de magnésio.

ii) Bactericidas - previnem a degradação por bactérias de aditivos orgânicos naturais, como o amido e a goma xantana. Segundo Pereira (2006a), os bactericidas são especialmente desenvolvidos para esterilizar o ambiente interno do poço tubular. Possuem alto poder germicida, sendo capaz de atuar sobre bactérias nadantes e retidas em bio-filmes. Os bactericidas controlam os processos fermentativos do fluido de perfuração devido à ação de microorganismos.

Têm as seguintes vantagens:

- eliminam completamente bactérias do grupo coliforme, pseudomonas aeruginosas, estreptococos, clostrídeos, bactérias heterotróficas, entre outras;
- são efetivos na eliminação de bio-filmes e lodos em que as bactérias se abrigam e
- não possuem efeitos poluentes após diluição.

iii) Anti-espumantes - reduzem a ação espumante, particularmente em fluidos à base de água saturada com sal;

iv) Redutores de filtrado – reduzem o filtrado ou a perda de fluido promovendo a melhoria do reboco depositado na parede do poço, como as argilas bentoníticas, lignitos, carboximetilcelulose (CMC), calcita e poliácrlato. Segundo Pereira (2006a), os redutores de filtrado têm as seguintes vantagens:

- reduzem as perdas por filtrações em formações permeáveis;
- podem ser aplicado mesmo em altas concentrações para controles de filtrados rigorosos, sem viscosificar o fluido em demasia;
- aumentam a estabilidade do poço;
- controlam filtrado e reboco de fluidos hidroargilosos;
- melhoram a qualidade das amostragens;
- degradam-se com aplicação de oxidantes como hipoclorito de sódio e
- colaboram como defloculante de sódios incorporados.

v) Lubrificantes – reduzem o coeficiente de atrito do fluido de perfuração, reduzindo o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, diminuindo o torque e o arraste. Vários óleos, líquidos sintéticos, surfactantes, glicóis e glicerina são usados com este objetivo.

As vantagens do uso de lubrificantes em fluidos de perfuração são (PEREIRA, 2006a):

- aumento da lubrificação e dos efeitos sinérgicos com outros fluidos ou aditivos, reduzindo torques e oxidações do aço;
- aumento da velocidade de penetração;
- prolongamento da vida útil das tubulações e equipamentos de perfuração;
- melhora a qualidade de testemunhos;
- compatibilidade com ampla gama de aditivos de perfuração e
- alta capacidade em reter calor proporcionando intensa refrigeração na área de atrito.

vi) Inibidores para controle de folhelhos – reduzem a hidratação de folhelhos prevenindo o alargamento excessivo do poço. Folhelhos são formações argilosas finamente acamadas e com variados tipos de argilas, fontes de cálcio e potássio solúveis, como também sais inorgânicos e compostos orgânicos. Segundo Pereira (2006b), argilas expansivas danificam aquíferos, enceram brocas, estabilizam furos e aprisionam ferramentas.

Inibidor é qualquer composto químico que impeça a hidratação das argilas, mas devem-se levar em consideração outros fatores como eficiência e efeitos colaterais. Os sais de cloreto, a exemplo do KCl, possuem baixo custo e, em altos teores, ação inibidora. Porém, agravam a densidade do fluido e degradam polímeros que perdem em viscosidade, além disso, causam danos ambientais e ao homem devido a sua toxicidade e estão, atualmente, sendo substituídos por sais isentos de cloro. Os sais de cálcio comprometem ainda mais esta relação. A alternativa é utilizar produtos muito reativos que otimizem a eficiência, pois o uso de inibidores evita a instabilidade dos folhelhos, o controle de filtração e adequação do peso do fluido.

Os inibidores também apresentam as seguintes vantagens para controle de folhelhos (PEREIRA, 2006b):

- previne desmoronamentos e aprisionamento de ferramentas;
- aumenta a velocidade de penetração;
- melhora a recuperação de “testemunhos” e

- é totalmente compatível com uma ampla gama de viscosificantes e composições de fluidos.

vii) Defloculantes ou dispersantes – apresentam como principal função reduzir a atração entre as partículas dos aditivos tornando-as dispersas no meio líquido, com conseqüente redução na viscosidade e no limite de escoamento. Estão incluídos os lignosulfonatos, os lignitos e vários fosfatos. Segundo Pereira (2006a), a defloculação é a correção do processo de floculação pela adição de dispersantes químicos que irão neutralizar as cargas insatisfeitas resultantes. O fluido irá afinar pela dispersão de partículas agregadas. Em caso de floculação, os dispersantes funcionam como defloculantes, desmanchando as porções gelificadas, afinando e homogeneizando. Os dispersantes químicos afinam e defloculam o fluido de perfuração através dos seguintes mecanismos: remoção dos contaminantes por precipitação (Ca e Mg); redução dos efeitos contaminantes por complexação, seqüestrando os metais solúveis (Ca, Mg, Fe, Mn) presentes; neutralizando ou satisfazendo as valências positivas das partículas de argilas, liberando a água adsorvida e criando efeito dispersão pelas cargas negativas geradas que passam a se repelir.

viii) Viscosificantes – conferem viscosidade aos fluidos de perfuração. A viscosidade representa a medida da resistência interna do fluido ao escoamento. O aditivo mais utilizado para este fim é a bentonita, o primeiro e mais antigo aditivo a ser utilizado no fluido de perfuração. A adição de bentonita deve ser controlada de modo a não provocar redução da permeabilidade do reservatório perfurado. Alguns polímeros, como o carboximetilcelulose (CMC) de alta viscosidade ou alto peso molecular e a goma xantana (polímero natural), são utilizados para aumentar a viscosidade do fluido, garantindo a suspensão dos sólidos perfurados e maior eficiência na limpeza do poço.

Segundo Pereira (2006a), o uso de produtos viscosificantes tem as seguintes vantagens:

- incrementam a reologia;
- reduzem as perdas por filtrações em formações permeáveis;
- aumentam a estabilidade do poço;

- melhoram a limpeza dos detritos durante a perfuração;
- evitam desagregação e desmoronamento nas formações inconsolidadas, estabilizando-as e
- ajudam a conter surgências equilibrando as pressões.

ix) Agentes utilizados para conferir peso - aumentam a densidade do fluido de perfuração com o objetivo de controlar a pressão hidrostática no interior do poço. O mais utilizado é a barita ou sulfato de Bário ( $BaSO_4$ ), que pode conter traços de metais pesados como cádmio e mercúrio, razão pela qual é sujeita a controle pelos órgãos ambientais competentes. Uma alternativa à barita é a hematita ou o carbonato de cálcio.

### 2.4.1 Aditivos Poliméricos

Aditivos poliméricos são freqüentemente utilizados em fluidos de perfuração de poços de petróleo, a exemplo dos polímeros naturais, como gomas, biopolímeros (polissacarídeos, poliésteres ou poliamidas) e os à 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 complexas e apresentam alto peso molecular. Suas moléculas apresentam-se ligeiramente aniônicas. São usados no controle reológico e para melhorar o processo de carregamento de cascalhos durante a perfuração. O exemplo mais comum é a goma xantana (CAERN e CHILLINGAR, 1996).

A Figura 3 apresenta a estrutura química de goma xantana, que trata-se de 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 em baixas concentrações. (ARAÚJO et al., 2005). A goma xantana é amplamente utilizada na área de alimentos e uso potencial na de cosméticos e na exploração de petróleo, como aditivo para fluido de perfuração.

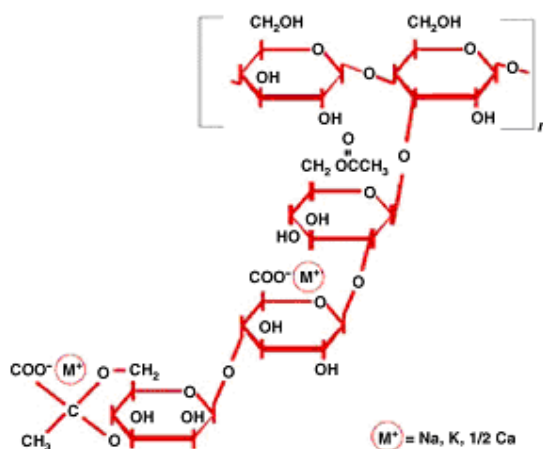


Figura 3: Estrutura Química de Goma Xantana.

Segundo Caernn e Chillingar (1996), polímeros modificados, como o carboximetilcelulose (CMC), hidroxietilcelulose (HEC) e o carboximetilamido (CMS) são os mais utilizados na indústria de petróleo e apresentam como principal função conferir viscosidade ao fluido, melhorando a capacidade de carregamento de cascalhos. Como os polímeros naturais, os polímeros modificados são agentes hidrofílicos capazes de absorver grande quantidade de água.

O CMC é um polímero de caráter aniônico produzido pela carboximetilação da celulose de diversos valores de peso molecular. Na reação química empregam-se, além da celulose em suspensão, o monocloroacetato de sódio e o hidróxido de sódio sob condições de temperatura e agitação mecânica (MELO, 2008).

De acordo com Pereira (2006a), 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. A Figura 4 mostra 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.

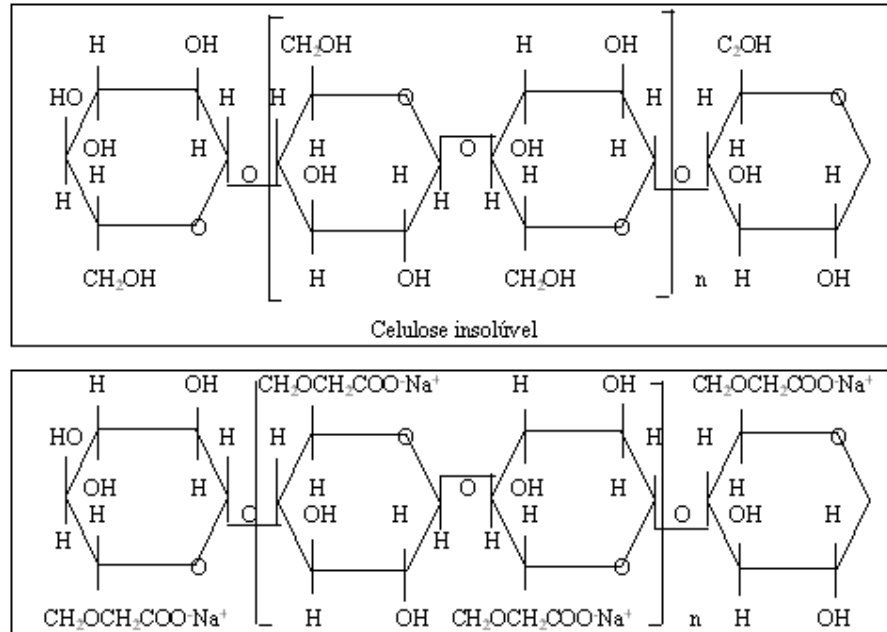


Figura 4: Estrutura Química da Celulose Antes e Após Modificação com Introdução do Grupo Carboximetil Aniônico.

Fonte: Pereira, 2006a.

## 2.5 Reologia

A ciência da reologia estuda a deformação de todas as formas de matéria, mas tem seu grande desenvolvimento no estudo do comportamento de fluxo de suspensões em tubos e outros condutos.

A tensão de cisalhamento ou cisalhante ( $\tau$ ) é definida como a força por unidade de área cisalhante necessária para manter o escoamento do fluido e a taxa de cisalhamento ( $\dot{\gamma}$ ) pode ser definida como o deslocamento relativo das partículas ou planos de fluido e está relacionada com a distância entre eles. A relação entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento define, até certo modo, o comportamento reológico dos líquidos considerados puramente viscosos. A equação matemática entre essas duas variáveis é conhecida como equação de fluxo, e sua representação gráfica como curva de fluxo. Uma curva de fluxo é, portanto, um



registro gráfico que mostra como a tensão cisalhante varia em função da taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002). A Figura 5 apresenta as curvas de fluxo para alguns tipos de fluidos.

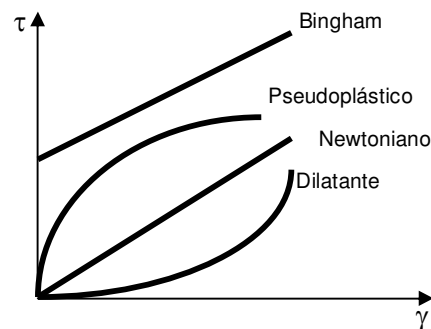


Figura 5: Curvas de Fluxo.

Fonte: MÉLO, 2005.

Os fluidos viscosos podem ser classificados em Newtonianos e não-Newtonianos. Os Newtonianos apresentam como principal característica a proporcionalidade entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento em regime laminar. Desta forma, sua representação gráfica seria uma reta com início na origem dos eixos, portanto a sua viscosidade é única. (DUARTE, 2004).

Matematicamente, os fluidos Newtonianos são definidos pela equação a seguir:

$$\tau = \mu \gamma \quad (2.1)$$

Sendo:

$\mu$  = Viscosidade

$\tau$  = Tensão de cisalhamento

$\gamma$  = Taxa de cisalhamento

Segundo Mélo (2005), os fluidos não-Newtonianos são a maioria dos fluidos reais, que geralmente apresentam alguma variação em seu comportamento reológico que os afastam do modelo de Newton, cujas propriedades reológicas dos

fluidos Newtonianos são completamente descritas em termos de sua densidade ( $\rho$ ) e viscosidade ( $\mu$ ). Estas variações envolvem, entre outros fatores, a dependência da viscosidade, não apenas com a pressão e temperatura, mas também com a taxa de cisalhamento, tempo e condições de fluxo isoladamente ou em conjunto.

Qualquer fluido que se comporte como não-Newtoniano pode ser definido pela relação:

$$\mu_a = \tau / \gamma \quad (2.2)$$

Sendo:

$\mu_a$  = Viscosidade aparente

$\tau$  = Tensão de cisalhamento

$\gamma$  = Taxa de cisalhamento

A viscosidade aparente ( $\mu_a$ ) é a viscosidade de um fluido não-Newtoniano que depende da taxa de cisalhamento aplicada. Segundo Machado (2002), a viscosidade aparente é definida como a viscosidade que um fluido teria se fosse Newtoniano.

Como exemplos de fluidos não-Newtonianos podem-se citar as dispersões de sólido e líquido, principalmente quando sólidos interagem com a fase líquida, solvatando-se ou inchando-se. Alguns dos não-Newtonianos de interesse da indústria de petróleo são as dispersões de argila em água, as emulsões concentradas de óleo em água e água em óleo, as soluções de polímeros, os fluidos gelificados usados nas operações de perfuração e completação de poços, as pastas de cimento, e os petróleos e derivados muito viscosos, os asfaltos e as misturas asfálticas. Os modelos mais usuais apresentados na literatura são: Modelo de Bingham ou plástico ideal, o Modelo de Ostwald de Waale ou fluido de potência, o Modelo de Herschell-Buckley também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado, o Modelo de Casson e o Modelo de Robertson-Stiff (MACHADO, 2002), (BOURGOYNE, *et al.*, 1986) e (WHITTAKER, 1985).

O modelo de Ostwald de Waale ou fluido de potência é definido pela equação 2.3. Esta 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 (MACHADO, 2002).

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n \quad (2.3)$$

Os parâmetros do fluido de potência são o índice de consistência (K), e o índice de comportamento ou de fluxo (n). Quando n assume valores menores que um e maiores do que zero, os fluidos são chamados de pseudoplásticos. Quando n assume valores maiores do que um, os fluidos são chamados de dilatantes. Quando n é igual a um, o fluido é Newtoniano. Sendo assim, os fluidos pseudoplásticos sempre diminuem de viscosidade quando a taxa de cisalhamento aumenta, enquanto que os dilatantes aumentam de viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002).

Ainda segundo o autor, o índice de comportamento, n, indica fisicamente o afastamento do fluido do modelo Newtoniano. Se o seu valor se aproximar da unidade, então o fluido está próximo do comportamento Newtoniano. Enquanto isso, o valor do índice de consistência, K, como próprio nome diz, indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento. Quanto maior o valor de K, mais “consistente” o fluido será.

Machado (2002) cita ainda que um grande número de fluidos não-Newtonianos se comportam como pseudoplásticos. As emulsões e as soluções de polímeros ou de macromoléculas lineares são os exemplos mais típicos da indústria de petróleo. Já os fluidos dilatantes são poucos freqüentes. Algumas pastas dentífricas, dispersões de polímeros ou resinas e algumas pastas de cimento podem apresentar comportamento dilatante.

Os sistemas pseudoplásticos, apesar da aparência homogênea, na verdade possuem partículas dispersas com formas irregulares, tais como filamentos, placas planares e gotas. Por outro lado, as partículas dispersas das dispersões argilosas e poliméricas, apresentam ainda uma alta tendência à interação coulômbica e/ou esteárica. Em repouso, estes materiais mantêm uma certa ordem interna irregular,

sendo caracterizados, portanto, por uma alta resistência interna contra o fluxo, isto é, sua alta viscosidade. Com o aumento da taxa de cisalhamento, muitas partículas dispersas, lineares ou laminares alinham-se na direção do fluxo, isto é, paralelamente na direção da força que o sustenta. Esse alinhamento entre partículas (ou moléculas) facilita o deslizamento em fluxo, reduzindo a viscosidade. Quando as partículas dispersas são esféricas, elas podem se deformar, diminuir o diâmetro em uma certa direção, ortogonal ao fluxo, facilitando o escoamento através de tubos e estreitamentos. No caso de um aglomerado de partículas, este pode se desfazer e provocar um escoamento mais rápido, sob uma taxa de cisalhamento mais intensa (MACHADO, 2002).

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.

A tixotropia se manifesta em suspensões onde o processo de formação e destruição dos aglomerados fracos é relativamente lento, o que o torna dependente não só da condição de cisalhamento, como também do tempo a uma determinada taxa de solitação fixa. O comportamento tixotrópico tem origem quando tais suspensões são mantidas a baixa taxa de cisalhamento por um longo período e, em seguida, são submetidas a taxas superiores em um intervalo relativamente curto de tempo. A aplicação de uma taxa de cisalhamento fixa superior favorece a destruição dos aglomerados e a redução da viscosidade aparente da suspensão. No entanto, esse processo não ocorre de forma instantânea e requer um certo intervalo de tempo para se proceder, o que resulta no aparecimento do comportamento tixotrópico da suspensão (PANDOLFELLI, 2000).

Segundo Thomas (2001), a força gel é um parâmetro também de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência para reiniciar o fluxo quando este fica certo tempo em repouso. A diferença entre eles indica o grau de tixotropia.

Segundo Amorim (2003), o efeito tixotrópico no fluido de perfuração é importante para evitar a sedimentação dos detritos gerados durante a operação de perfuração, bem como em situações em que é necessário interromper a circulação

do fluido. Nesta situação, o fluido permanece em repouso no poço e deve manter os sólidos em suspensão.

Amorim (2003) ressalta que a tixotropia é uma propriedade desejável aos fluidos de perfuração, contudo deve ser cuidadosamente controlada, pois se excessiva, o fluido poderá causar erosão nas paredes do poço em virtude de sua elevada capacidade de carreamento. Desta forma, deve-se ter um controle adequado da reologia, pois estas características interferem na limpeza e erosão do poço, na suspensão e carreamento de sólidos e, principalmente, no sucesso da perfuração.

## CAPÍTULO 3

---

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1 Materiais

##### 3.1.1 Aditivos

Para a preparação dos fluidos de perfuração foram utilizados os aditivos listados na Tabela 1.

As amostras dos aditivos foram fornecidas pela Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda., localizada na Rua Otávio Muller, 204, Carvalho, Itajaí, SC.

#### 3.2 Métodos

##### 3.2.1 Caracterização dos Aditivos

A caracterização dos aditivos foi realizada através de ensaios de Calorimetria Exploratória Diferencial (DSC), com o auxílio do equipamento da Shimadzu DSC-50 em atmosfera de ar, com o objetivo de se determinar as temperaturas de decomposição dos aditivos. Foram utilizadas aproximadamente 9,0 mg de amostra em uma faixa de temperatura de 25 a 300 °C na razão de aquecimento de 10 °C/min realizado no Laboratório de Caracterização de Engenharia de Materiais da Universidade Federal de Campina Grande - UFCG.

Tabela 1: Aditivos, Funções e Características dos Aditivos Utilizados nas Formulações dos Fluidos Estudados.

<b>Aditivo</b>	<b>Função</b>	<b>Características</b>
Anti-espumante	Evitar ou eliminar a formação de espumas	Líquido à base de silicone
Viscosificante	Conferir viscosidade	Goma xantana na forma de pó
Redutor de filtrado	Reduzir perdas por filtração e formar reboco adequado	Carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC BV)
Controlador de pH	Controlar a alcalinidade	MgO em pó
Inibidor de argila expansiva I	Evitar o inchamento de argilas ativas e/ou folhelhos	KCl em pó
Inibidor de argila expansiva II	Evitar o inchamento de argilas ativas e/ou folhelhos	Inibidor catiônico líquido à base de sal quarternário de amônio
Inibidor de argila expansiva III	Evitar o inchamento de argilas ativas e/ou folhelhos	Sal inorgânico biodegradável isento de cloreto na forma de pó
Bactericida	Evitar a degradação de aditivos naturais por bactérias	Solução de sulfato de (tetrakis)hydroximetilfosfônio
Lubrificante	Melhorar o coeficiente de lubricidade do fluido	Óleo vegetal de alta lubricidade tratado quimicamente com ácidos e neutralizantes alcalinos
Selante	Evitar perdas por filtração e formar reboco adequado	Calcita (granulometria fina # 325)

### 3.2.2 Formulações

Foram desenvolvidas 36 formulações de fluidos, apresentadas nas Tabelas 2, 3, 4 e 5.

Tabela 2: Formulações da F1 a F9.

<b>Componentes</b>	<b>F1</b>	<b>F2*</b>	<b>F3</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>	<b>F9</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)**	-	6	6	10	12	15	20	25	6
Viscosificante (g)***	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,5
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Inibidor argila expansiva III (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)****	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

\* Nessa formulação o anti-espumante foi acrescentado após o redutor de filtrado

\*\* 1 gota  $\approx$  0,0140 g

\*\*\* lb/bbl  $\times$  0,00285301 = 1 g/mL

\*\*\*\* Percentagem em volume

Tabela 3: Formulações da F10 a F18.

<b>Componentes</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>	<b>F13</b>	<b>F14</b>	<b>F15</b>	<b>F16</b>	<b>F17</b>	<b>F18</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)**	2,0	2,5	1,5	1,0	1,0	1,0	0,75	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	4,0	4,5	3,0	4,0	5,0	2,5	2,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Inibidor argila expansiva III (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)***	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,5	2,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

\* 1 gota  $\approx$  0,0140 g

\*\* lb/bbl  $\times$  0,00285301 = 1 g/mL

\*\*\* Percentagem em volume



Tabela 4: Formulações da F19 a F27.

<b>Componentes</b>	<b>F19</b>	<b>F20</b>	<b>F21</b>	<b>F22</b>	<b>F23</b>	<b>F24</b>	<b>F25</b>	<b>F26</b>	<b>F27</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0	-	-	-	21,0	21,0
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	10,0	8,0	12,0	10,0
Inibidor argila expansiva III (g)			-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)***	3,0	-	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	20,0	30,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

\* 1 gota  $\approx$  0,0140 g

\*\* lb/bbl x 0,00285301 = 1 g/mL

\*\*\* Percentagem em volume

Tabela 5: Formulações da F28 a F36.

<b>Componentes</b>	<b>F28</b>	<b>F29</b>	<b>F30</b>	<b>F31</b>	<b>F32</b>	<b>F33</b>	<b>F34</b>	<b>F35</b>	<b>F36</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)*	6	6	6	6	6	6	6	6,0	6,0
Viscosificante (g)**	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	-	21,0	21,0	21,0	21,0	-	-
Inibidor argila expansiva II (g)	8,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Inibidor argila expansiva III (g)	-	-	-	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	10,0
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)***	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0
Selante (g)	20,0	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	20,0

\* 1 gota  $\approx$  0,0140 g

\*\* lb/bbl x 0,00285301 = 1 g/mL

\*\*\* Percentagem em volume

Os Aditivos e Faixas de Concentrações Utilizados no desenvolvimento das 36 formulações de fluidos apresentadas anteriormente encontram-se apresentadas na Tabela 6.

Foram também utilizadas amostras de aditivos para formulações de fluidos denominados de Padrão como elemento comparativo, cujas formulações e aditivos foram fornecidos pelo Químico de Petróleo da PETROBRAS Aluísio Felizardo do Nascimento Filho. Os aditivos e as concentrações utilizados estão apresentados na

Tabela 7. Por sigilo da empresa, não foram divulgadas as composições dos aditivos e formulações de fluidos fornecidos.

Tabela 6: Aditivos, Unidades e Faixas de Concentrações Utilizados nos Fluidos Estudados.

<b>Aditivos</b>	<b>Unidades</b>	<b>Faixa de Concentração</b>
Anti-espumante	gotas*	6 a 25
Viscosificante	g/350 mL**	0,75 a 2,5
Redutor de filtrado I	g/ 350 mL*	2,0 a 5,0
Redutor de filtrado II	g/ 350 mL*	1,0
Controlador de pH	g/ 350mL*	21,0
Inibidor argila expansiva I	g/ 350mL*	8,0 a 12,0
Inibidor argila expansiva II	g/ 350mL*	8,0 a 12,0
Bactericida	%***	0,7
Lubrificante	g/ 350mL*	1,0 a 3,0
Selante	g/ 350mL*	15,0 a 30,0

\* 1 gota  $\approx$  0,0140 g

\*\* lb/bbl  $\times$  0,00285301 = 1 g/mL

\*\*\* Percentagem em volume

Tabela 7: Aditivos, Unidades e Concentração Utilizados nos Fluidos Padrão.

<b>Aditivos</b>	<b>Unidades</b>	<b>Concentração</b>
Anti-espumante	gotas*	3 e 6
Viscosificante	g/350 mL**	1,0
Redutor de filtrado I	g/ 350 mL*	3,0
Redutor de filtrado II	g/ 350 mL*	3,0
Controlador de pH	g/ 350mL*	1,0
Inibidor argila expansiva I	g/ 350mL*	21,0
Inibidor argila expansiva II	g/ 350mL*	8,0 e 12,0
Bactericida	%***	0,7
Lubrificante	g/ 350mL*	1,0
Selante	g/ 350mL*	20,0

\* 1 gota  $\approx$  0,0140 g

\*\* lb/bbl  $\times$  0,00285301 = 1 g/mL

\*\*\* Percentagem em volume

### 3.2.3 Preparação dos Fluidos de Perfuração

Para preparação dos fluidos de perfuração os aditivos foram adicionados, de acordo com concentrações apresentadas nas Tabela 2, 3, 4 e 5, a 350 mL de água fornecida pela companhia de abastecimento local, um a um, sob agitação constante, a uma velocidade de 13.000 rpm em agitador Hamilton Beach, modelo 936 (Figura 6), obedecendo a ordem em que se encontram os aditivos em suas formulações. Após adição dos aditivos, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo por 5 min sob agitação, com exceção do viscosificante, do redutor de filtrado e do selante, que permaneceram sob agitação por 10 min. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24 h em recipiente fechado.



Figura 6: Agitadores de Alta Rotação Hamilton Beach Modelo 936.

### 3.2.4 Estudo Reológico

A partir do estudo reológico, foram obtidas as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos e determinadas as viscosidades aparente e plástica, o limite de escoamento e a força gel.

Para a determinação do estudo reológico, o fluido, após 24 h de repouso, foi agitado durante 5 min em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936 na velocidade de 17000 rpm. Em seguida, foi transferido para o recipiente do

viscosímetro Fann modelo 35 A (Figura 7) com combinação R1 B1 e mola de torção F1, sendo R1 o raio do cilindro externo e B1 o raio do cilindro interno do viscosímetro com valores de 1,8415 cm e 1,7245 cm, respectivamente. F1 é a constante da mola com valor igual a 1 (MACHADO, 2002).



Figura 7: Viscosímetro Fann 35A.

Neste equipamento, seis valores de torque foram lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022 s<sup>-1</sup>. O equipamento foi acionado na velocidade de 600 rpm durante 2 min e efetuado a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300 rpm e efetuada a leitura após 15 s. Em seguida, mudou-se a velocidade para 200 rpm e esperou-se estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi utilizado para as velocidades de 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm.

As curvas de fluxo (tensão de cisalhamento x taxa de cisalhamento) dos fluidos de perfuração foram obtidas com o auxílio do tratamento matemático, utilizando as equações de viscosímetros rotativos, e o auxílio dos parâmetros do viscosímetro Fann modelo 35 A (MEDEREIROS, 2009), como apresentado a seguir.

Partindo das equações de tensão de cisalhamento (3.1) e taxa de cisalhamento (3.2) tem-se:

$$\tau = \left( \frac{K}{2\pi r_1^2 H} \right) \theta \quad (3.1)$$

$$\gamma = \Psi \left( \frac{2r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \right) \omega \quad (3.2)$$

Sendo

H = altura de imersão

$r_1$  = raio do cilindro interno

$r_2$  = raio do cilindro externo

$\theta$  = deflexão, grau

A função de correção da taxa de cisalhamento (Equação 3.3), a razão entre os raios do viscosímetro (Equação 3.4) e a velocidade angular (Equação 3.5) são dados, respectivamente, pelas seguintes fórmulas:

$$\Psi = \left( \frac{\beta^{2/n}}{n \times \beta^2} \right) \times \left( \frac{\beta^2 - 1}{\beta^{2/n}} \right) \quad (3.3)$$

$$\beta = \frac{R_1}{B_1} \quad (3.4)$$

$$\omega = \left( \frac{2 \times \pi}{60} \right) \times N_{rpm} \quad (3.5)$$

Sendo

$n$  = índice de fluxo

$N_{RPM}$  = número de rotações por minuto

$\theta$  = deflexão, grau

Os parâmetros do viscosímetro Fann 35A são:

$$R_1 = 1,8415 \text{ cm} = 1,8415 \cdot 10^{-2} \text{ m}$$

$$B_1 = 1,7245 \text{ cm} = 1,7245 \cdot 10^{-2} \text{ m}$$

$$F_1 = 3,87 \times 10^{-5} \text{ N.m/grau}$$

$$H = 4,05 \text{ cm} = 4,05 \cdot 10^{-2} \text{ m}$$

Substituindo as variáveis conhecidas nas Equações (3.1) e (3.2), tem-se:

$$\tau = 0,51 \cdot \theta \text{ N/m}^2 \quad (3.6)$$

$$\gamma = 1,072 \cdot \psi \cdot N_{rpm} \text{ (s}^{-1}\text{)} \quad (3.7)$$

Considerando  $n$  (índice de fluxo) igual a 1 e substituindo as leituras de deflexão ( $\theta$ ) obtidas no viscosímetro, calcula-se a taxa de cisalhamento e a tensão de cisalhamento, permitindo assim traçar a curva de fluxo.

Se a curva de fluxo encontrada for melhor ajustada pelo modelo de potência, adota-se o valor de  $n$  obtido a partir da sua equação e recalcula-se o valor da função de correção da taxa de cisalhamento (Equação 3.3). Com isto, novos valores de taxa de cisalhamento são calculados e traçada uma nova curva de fluxo.

Para obtenção das curvas de viscosidade, sabendo-se que a viscosidade é a razão entre a taxa de cisalhamento e a tensão de cisalhamento, dada pela equação 3.8 abaixo:

$$\mu = \tau / \gamma \quad (3.8)$$

Substituindo os valores de tensão de cisalhamento (equação 3.6) e taxa de cisalhamento (equação 3.7), obtidos anteriormente, na equação 3.8 apresentada, são traçadas as curvas de viscosidade.

Para obtenção da força gel inicial, agitou-se o fluido na velocidade de 600 rpm durante 15 s, mudou-se a velocidade para 3 rpm e deixou o fluido em repouso durante 10 s e fez-se a leitura obtendo o valor da força gel inicial. Em seguida, para a obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10 min e efetuada a leitura na velocidade de 3 rpm, de acordo com a norma 13 B-1 da API (2003).

As viscosidades aparente e plástica foram obtidas segundo a norma N-2605 (PETROBRAS, 1998). A viscosidade aparente (VA) é o valor obtido na leitura a 600 rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das

leituras realizadas a 600 rpm e a 300 rpm, dada também em cP. O limite de escoamento (LE) é o valor da leitura realizada a 300 rpm menos a viscosidade plástica (VP) (PETROBRAS, 1998).

O estudo reológico foi realizado antes e após o envelhecimento dos fluidos.

Para o estudo reológico após envelhecimento, o fluido foi transferido para um copo térmico da marca Fann à temperatura de  $\approx 49\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $120\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), e realizado o mesmo procedimento para obtenção das leituras no viscosímetro Fann 35A, como apresentado anteriormente.

### 3.2.5 Envelhecimento dos Fluidos

Os fluidos foram submetidos ao envelhecimento em forno rotativo *Roller Over* da marca Fann modelo 704 ES (Figura 8), utilizando uma metodologia baseada na Norma API (2003). Como a norma é internacional e os equipamentos importados, os ensaios foram realizados com as temperaturas em Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ ). Como em todo texto foi utilizada o sistema internacional de unidades, foi realizada a conversão das unidades de temperatura de Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ ) para Celsius ( $^{\circ}\text{C}$ ), com aproximação. Com isso, os fluidos foram envelhecidos nas temperaturas de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) por 16h.



Figura 8: *Roller Over* Fann Modelo 704 ES.

### 3.2.6 Determinação do Coeficiente de Lubricidade

Para a determinação do coeficiente de lubricidade foi utilizado um lubricímetro da marca Ofite (Figura 9).



Figura 9: Lubricímetro Ofite.

Utilizou-se a metodologia sugerida pelo fabricante do equipamento, que consiste em agitar o fluido durante 5 min a alta rotação e, logo após, transferir para o recipiente do lubricímetro, no qual permanece por 5 min a uma rotação de 60 rpm e torque 0. Em seguida, é aplicada 150 in-lb no braço do torque (equivalente a 34.500 a 69000 kPa) e é efetuada a leitura após 5 min. A partir desta leitura, calcula-se o coeficiente de lubricidade (CL) de acordo com os seguintes tratamentos matemáticos.

$$FC = 34 / \text{Leitura}_{\text{água}} \quad (3.9)$$

$$CL = (\text{Leitura}_{\text{fluido}} \times FC) / 100 \quad (3.10)$$

Sendo:

FC = fator de correção;

Leitura<sub>água</sub> = Leitura do lubricímetro obtida com água deionizada;

Leitura<sub>fluido</sub> = Leitura do lubricímetro obtida com o fluido;

CL = coeficiente de lubricidade (adimensional).



### 3.2.7 Determinação do Volume de Filtrado

Foi determinado o volume de filtrado *American Petroleum Institute* - API ( $V_{API}$ ) para os fluidos antes e após envelhecimento e o volume de filtrado *high pressure high temperature* - HPHT ( $V_{HPHT}$ ) para os fluidos submetidos ao envelhecimento.

O volume do filtrado API ( $V_{API}$ ) foi determinado em filtro prensa LPLT (*low pressure low temperature*) da marca Fann (Figura 10), com aplicação de uma pressão da ordem de  $7,0 \text{ kgf/cm}^2$  ( $\approx 100 \text{ psi}$ ) durante 30 min. Os resultados são expressos em mL.



Figura 10: Filtros-Prensa LPLT Fann.

O volume de filtrado HPHT ( $V_{HPHT}$ ) foi determinado em filtro prensa HPHT da marca Fann (Figura 11) seguindo os procedimentos apresentados a seguir.



Figura 11: Filtros-Prensa HPHT Fann.

Aproximadamente 1 h antes de iniciar o ensaio, a jaqueta térmica foi ligada para aquecer. A célula foi então preenchida com cerca de 200 mL do fluido e vedada. A válvula de saída foi fechada e a célula foi assentada dentro da jaqueta térmica e introduzido um termômetro metálico no orifício existente na parte superior da célula. Na válvula de saída foi colocada uma proveta graduada para armazenar o filtrado coletado.

O conjunto de pressurização foi encaixado na válvula de entrada e foi regulada uma pressão de 100 psi e dada meia volta para abertura da válvula de entrada. A pressão foi mantida a 100 psi até atingir a temperatura de envelhecimento do fluido ( $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ )). Logo após, a pressão foi aumentada para 500 psi e a válvula de saída foi aberta, dando-lhe meia volta. Após 30 min, as válvulas de saída e entrada foram fechadas e o volume de filtrado HPHT ( $V_{\text{HPHT}}$ ) foi anotado em mL multiplicado por dois.

### 3.2.8 Determinação da Espessura do Reboco

Para a determinação da espessura do reboco foi seguida uma metodologia desenvolvida por Farias (2005), que consiste nas etapas apresentadas a seguir.

Inicialmente, foi coletado o papel de filtro com o reboco após a realização do ensaio para a determinação do volume de filtrado LPLT. Em seguida, esse papel de filtro foi lavado três vezes a uma vazão de aproximadamente 110 L/h com o auxílio de um recipiente de nível constante com vazão regulável, a uma distância de aproximadamente 7,0 cm do controlador de vazão com diâmetro de 15,0 mm e com ângulo de ataque do fluxo da água de aproximadamente  $45^{\circ}$ . Após a lavagem para a retirada do excesso do fluido na superfície do reboco, o papel de filtro foi colocado entre duas lâminas de vidro confeccionadas com o mesmo diâmetro do papel de filtro. A seguir, o papel de filtro com o reboco entre as lâminas de vidro foi submetido a uma pressão de aproximadamente  $277,6\text{ N/m}^2$  por um período de 2 min com a finalidade de uniformizar a superfície do reboco. Após esse período foi medida a espessura do reboco com o auxílio de um extensômetro (Figura 12). Foram feitas cinco medidas das espessuras das lâminas de vidro e do papel de filtro com o

reboco em pontos distintos. Após obtenção das medidas, foi feita uma média aritmética das cinco determinações e descontada a espessura das duas placas de vidro e do papel molhado, sendo determinada a espessura do reboco (ER) em milímetros com aproximação em centésimos.



Figura 12: Extensômetro.

Todos os ensaios foram realizados no Laboratório de Referência em Dessalinização – LABDES, da Universidade Federal de Campina Grande UFCG.

Para a obtenção das propriedades reológicas, determinações do volume de filtrado, do coeficiente de lubrificidade e de espessura do reboco, foram realizadas no mínimo três repetições de cada fluido, e quando os resultados diferiam  $\pm 7\%$ , estes eram descartados, e realizada uma nova repetição com o objetivo de se ter uma boa precisão dos resultados.

Na Figura 13 está apresentado o resumo das etapas realizadas na metodologia para o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa.

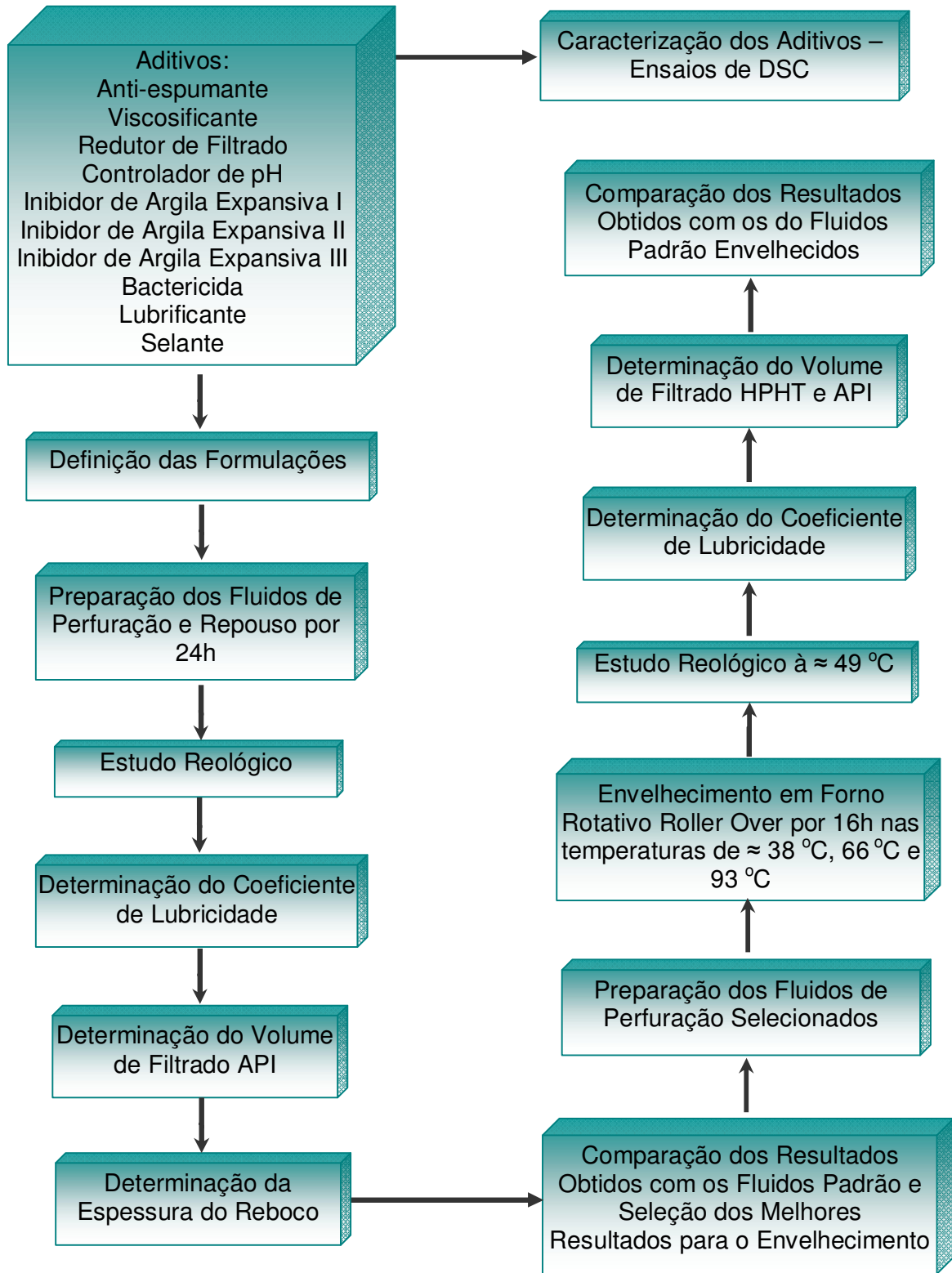


Figura 13: Fluxograma das Etapas Realizadas.

## CAPÍTULO 4

### 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

#### 4.1 Caracterização dos Aditivos

A caracterização dos aditivos foi realizada a partir de ensaios de Calorimetria Exploratória Diferencial (DSC) com o objetivo de determinar as temperaturas de decomposição dos aditivos estudados e Padrão. As curvas de DSC estão apresentadas nas Figuras 14, 15, 16 e 17.

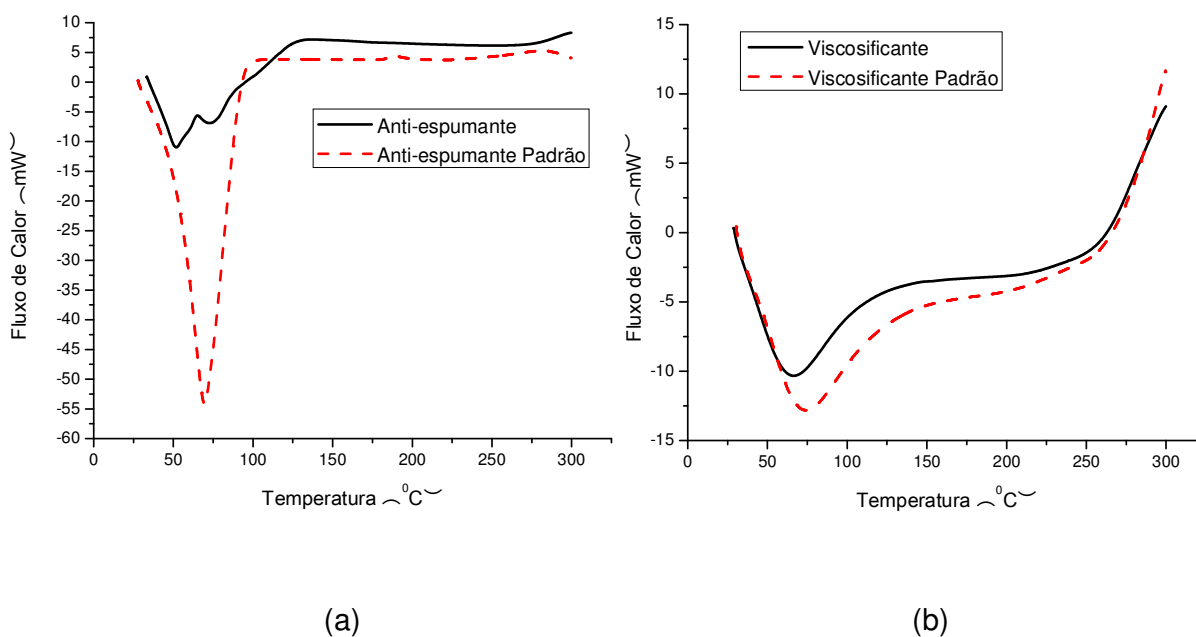


Figura 14: Curvas de DSC dos Aditivos: (a) Anti-espumantes e (b) Viscosificantes.

A Figura 14 (a) apresenta as curvas de DSC da amostra de anti-espumante estudada e Padrão. Para a amostra de anti-espumante estudada, observou-se vaporizações primária e secundária a 51 °C e 75 °C, respectivamente. Essas

vaporizações são decorrentes de água e/ou algum solvente presente em sua formulação, visto que o aditivo encontra-se na forma líquida. Para a amostra de anti-espumante Padrão, observou-se pico endotérmico bem definido, a aproximadamente 70 °C, referente à vaporização de água ou solvente. Até a temperatura utilizada no ensaio (300 °C) não foram observadas degradações nas amostras de anti-espumante.

A Figura 14 (b) apresenta as curvas de DSC das amostras de viscosificante. Observou-se comportamento muito semelhante para amostra de viscosificante estudada e a Padrão. Para amostra de viscosificante estudada, que é composta pela goma xantana, observou-se um pico endotérmico próximo de 68 °C, provavelmente referente à fusão do material, visto que o mesmo se apresenta na forma de pó. A partir de 240 °C o material começou a se degradar. Da mesma forma, a amostra de viscosificante Padrão apresentou pico endotérmico a 75 °C, referente à provável fusão do material e início de degradação a aproximadamente 255 °C.

A Figura 15 (a) apresenta as curvas de DSC dos redutores de filtrado estudados, sendo uma amostra estudada e duas amostras Padrão, redutores de filtrado I e II. Para a amostra de redutor de filtrado estudada, que é composta pelo CMC, observou-se um pico endotérmico próximo de 75 °C, que se trata de um indicativo de fusão do material. O início da degradação foi observado em torno de 277 °C. Para o redutor de filtrado Padrão I observou-se comportamento muito semelhante: uma banda endotérmica de 51 a 85 °C, referente provavelmente a uma pequena fusão do material, e início de degradação a partir de 270 °C. O redutor de filtrado Padrão II apresentou pequeno pico endotérmico próximo de 76 °C referente à, provavelmente, fusão do material e início de degradação a partir da temperatura de 265 °C.

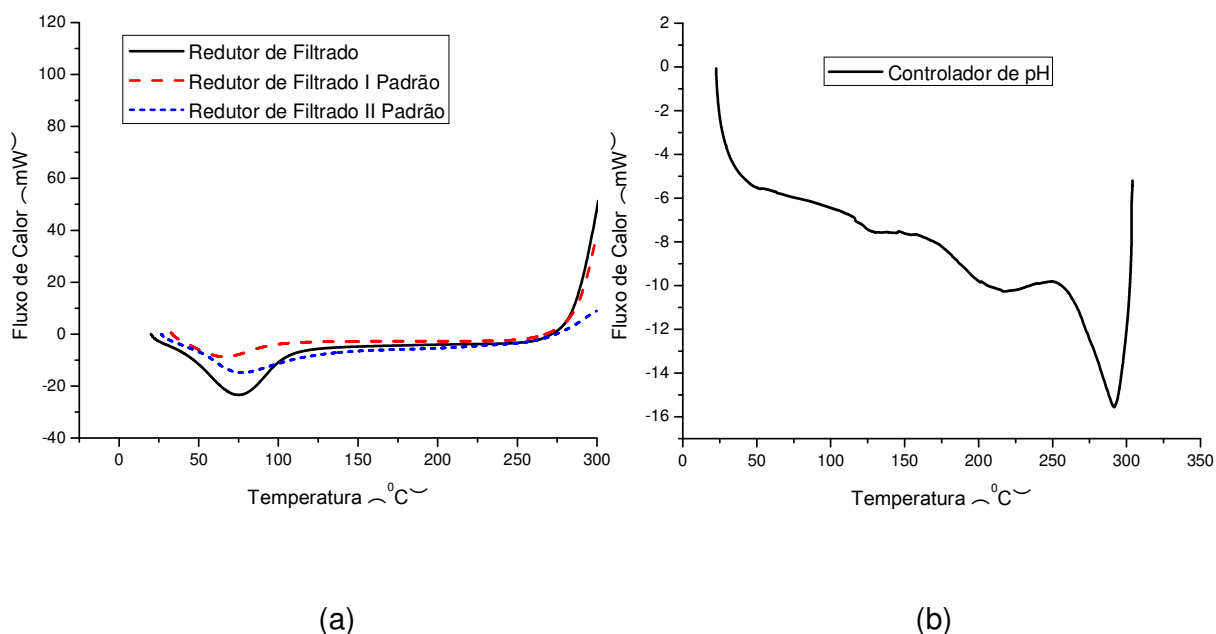


Figura 15: Curvas de DSC dos Aditivos: (a) Redutores de Filtrado e (b) Controlador de pH.

A Figura 15 (b) apresenta a curva de DSC do controlador de pH. Foi utilizada a mesma amostra na formulação dos fluidos desenvolvidos neste trabalho e no fluido Padrão. Esta amostra trata-se do óxido de magnésio (MgO). Foi observado um pico bem definido endotérmico próximo de 291 °C, referente, provavelmente, à fusão do hidróxido de magnésio, que pode ser decorrente da reação do MgO com água ou presente no processo de obtenção do MgO. Até a temperatura de 300 °C não foram observados indícios de degradação do material.

A Figura 16 (a) apresenta as curvas de DSC de inibidores de argila expansiva. O inibidor de argila expansiva I foi utilizado também como Padrão e é composto pelo cloreto de potássio. Para este aditivo, não foram observados picos definidos até a temperatura estudada (300 °C). O inibidor de argila expansiva II, que é composto de uma solução de cloreto de 2-hidroxietil-trimetil-amônio, apresentou pico endotérmico a aproximadamente 85 °C referente à vaporização da água existente em sua formulação, pois em sua composição é encontrada a presença de 75% de matéria ativa em uma solução aquosa. A aproximadamente 180 °C se inicia o processo de decomposição do material. Para o inibidor de argila expansiva III, que é composto por um sal biodegradável doador de potássio e isento de cloretos,

observou-se apenas um pico endotérmico bem definido próximo de 154 °C, referente provavelmente à fusão do material. A partir de aproximadamente 290 °C, observou-se o início da decomposição do material. Para o inibidor de argila expansiva Padrão, observou-se um pico endotérmico à 76 °C, referente à vaporização de água ou algum solvente, visto que o mesmo se encontra na forma líquida, e um ombro endotérmico entre as temperaturas de 198 e 215 °C, referente à, provavelmente, degradação de algum componente do material. O material termina de se degradar próximo a 280 °C.

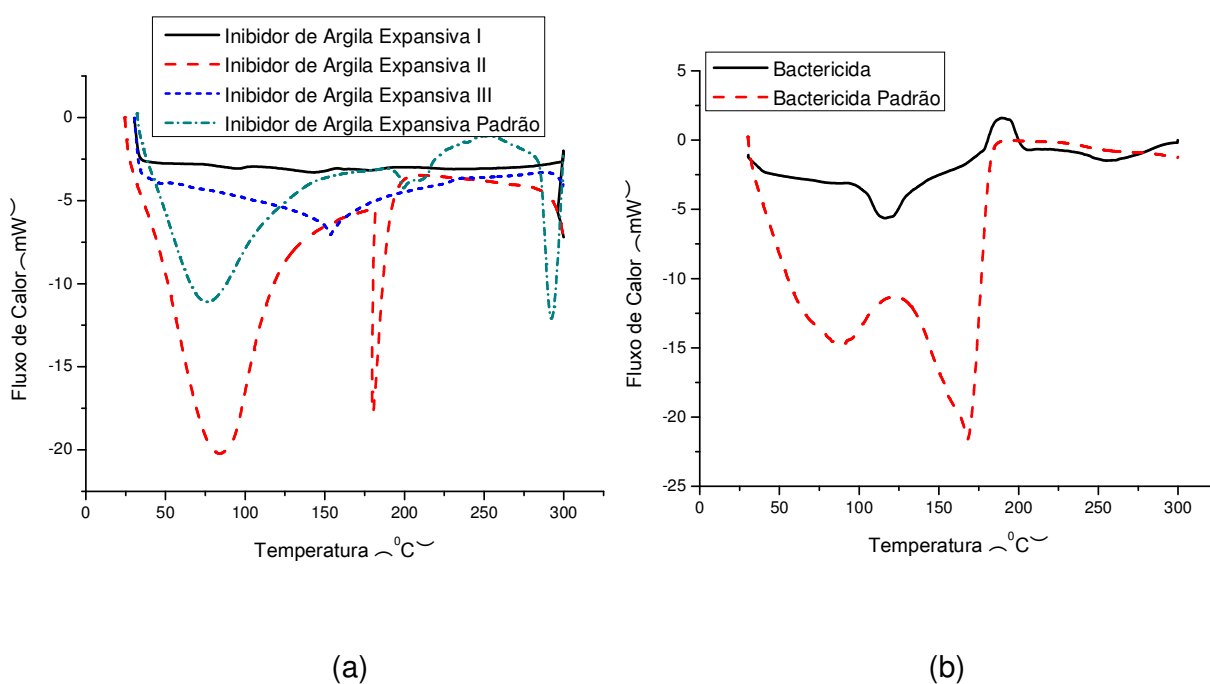


Figura 16: Curvas de DSC dos Aditivos: (a) Inibidores de Argilas Expansivas e (b) Bactericidas.

A Figura 16 (b) apresenta as curvas de DSC da amostra de bactericida estudada e a Padrão. Para a amostra de bactericida estudada, que se trata de uma solução de sulfato de (tetrakis)hydroximetilfosfônio utilizada como microbiocida, observou-se um pico endotérmico em torno de 117 °C, que indica, provavelmente, à vaporização de solvente ou água. O pico exotérmico à 190 °C é referente à decomposição do material. Para a amostra de bactericida Padrão, observou-se pico endotérmico próximo de 88 °C, referente à vaporização de água ou algum solvente, visto que o aditivo se encontra na forma líquida. A aproximadamente 132 °C iniciou-



se a decomposição do material.

A Figura 17 (a) apresenta as curvas de DSC da amostra de lubrificante estudada e da amostra de lubrificante Padrão. Para a amostra de lubrificante estudada, que é composta por um óleo vegetal de alta lubricidade tratado quimicamente com ácidos e neutralizantes alcalinos, observou-se banda endotérmica entre 98 e 123 °C, que se iniciou provavelmente com a vaporização de água ou algum solvente presente. Próximo de 232 °C, observou-se a possível decomposição do material. Analisando a amostra de lubrificante Padrão, observou-se banda endotérmica de 51 a 94 °C referente à vaporização de água ou algum solvente presente na composição da amostra, e a decomposição da amostra se inicia em torno de 230°C com pico exotérmico à 275 °C.

A Figura 17 (b) apresenta a curva de DSC do selante. Foi utilizada a mesma amostra na formulação dos fluidos desenvolvidos neste trabalho e no fluido Padrão, que se trata do carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ). Observou-se para este aditivo um pico endotérmico próximo a 163 °C, que pode indicar a perda de água dissolvida no material. Até a temperatura de 300 °C não foi observado indícios de degradação ou decomposição do material.

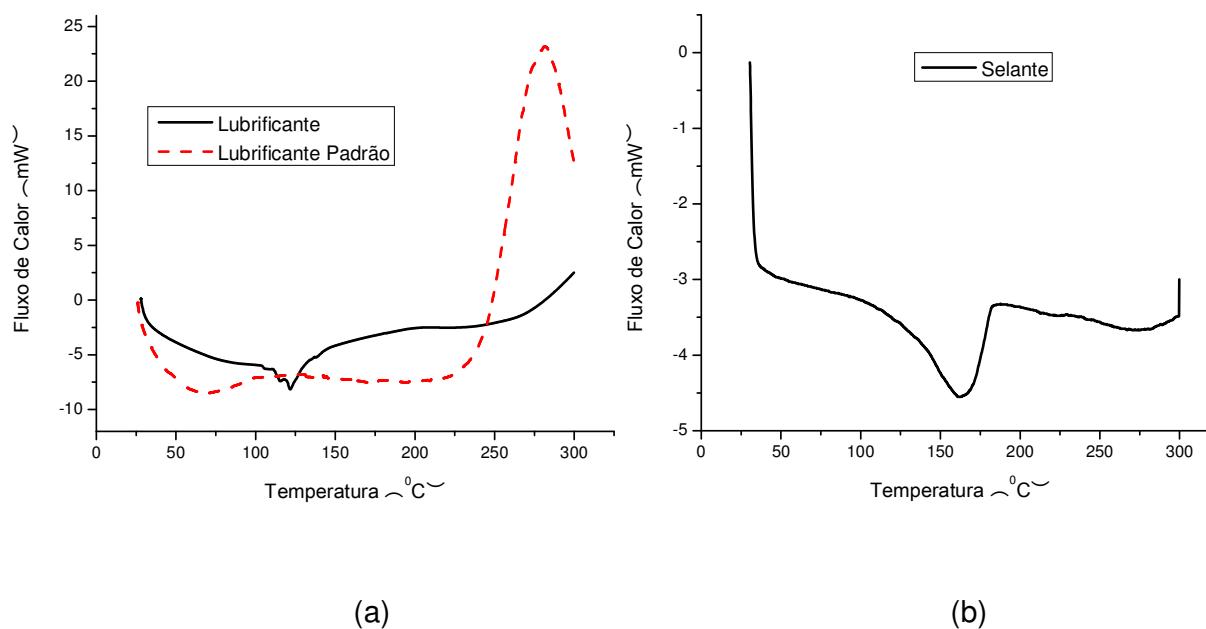


Figura 17: Curva de DSC dos Aditivos: (a) Lubrificantes e (b) Selante.

Na Tabela 8 estão apresentadas as temperaturas de decomposição dos aditivos estudados e Padrão obtidas após os ensaios de DSC.

Tabela 8: Temperaturas de Decomposição dos Aditivos Estudados e Padrão.

Aditivos	Temperaturas de Decomposição (°C)	
	Aditivos Estudados	Aditivos Padrão
Anti-espumante	>300	>300
Viscosificante	240	255
Redutor de Filtrado I	277	270
Redutor de Filtrado II	-	265
Controlador de pH		>300
Inibidor de Argila Expansiva I		>300
Inibidor de Argila Expansiva II	180	198
Inibidor de Argila Expansiva III	290	-
Bactericida	190	132
Lubrificante	232	230
Selante		>300

Em geral, observou-se grande semelhança no comportamento térmico dos aditivos estudados e os utilizados como Padrão. Todos os aditivos estudados apresentaram temperaturas de degradação ou decomposição bem superiores a temperatura máxima estudada no envelhecimento dos fluidos ( $\approx 93$  °C ou 200 °F).

## 4.2 Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos Estudados Antes do Envelhecimento

### 4.2.1 Influência do Anti-espumante

Neste item foram estudadas as formulações apresentadas na Tabela 9, já apresentadas anteriormente na Tabela 2, nas quais foi variada a concentração do anti-espumante (líquido à base de silicone) com o objetivo de se estudar a influência deste aditivo nas formulações.

Tabela 9: Formulações dos Fluidos com Variação na Concentração do Anti-espumante.

<b>Componentes</b>	<b>F1</b>	<b>F2*</b>	<b>F3</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350
<b>Anti-espumante (gotas)</b>	-	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>25</b>
Viscosificante (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Inibidor argila expansiva III (g)	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

\* Nessa formulação o anti-espumante foi acrescentado após o redutor de filtrado.

As propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade obtidas com os fluidos estudados F1 a F8 e com os fluidos Padrão estão apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10: Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos com Variação da Concentração do Anti-Espumante.

FLUIDOS	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	ER (mm)	CL
<b>F1</b>	40,8	22,0	2,0	37,5	7,6	0,665	0,084
<b>F2</b>	41,5	23,5	2,0	36,0	7,0	0,512	0,098
<b>F3</b>	46,2	23,6	3,2	45,0	7,8	0,631	0,103
<b>F4</b>	46,6	24,1	3,0	45,0	7,9	0,645	0,101
<b>F5</b>	41,0	23,0	2,0	36,0	7,8	0,597	0,140
<b>F6</b>	45,5	24,0	2,5	43,0	7,6	0,604	0,112
<b>F7</b>	46,5	24,5	2,5	44,0	7,8	0,800	0,143
<b>F8</b>	45,0	24,0	2,0	42,0	7,4	0,694	0,137
<b>Padrão</b>	44,5- 60,0	23,5- 35,0	2,0- 3,5	39,0- 48,0	6,0- 7,2	0,400- 0,550	0,090- 0,120

Sendo: VA - viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF<sub>API</sub> - volume de filtrado API; ER - espessura do reboco e CL – coeficiente de lubricidade.

Observou-se que os valores de viscosidades aparente (VA) sofreram pouca variação com o aumento da concentração do anti-espumante, variando de 40,8 cP para o fluido F1 (sem anti-espumante) a 46,6 cP para o fluido F4 (com 10 gotas de anti-espumante). Os valores de viscosidade plástica (VP), de força gel (FG), de limite de escoamento (LE), de volume de filtrado (VF<sub>API</sub>) e de espessura do reboco (ER) não sofreram variações significativas com o aumento da concentração do anti-espumante. Os valores de coeficiente de lubricidade (CL) apresentaram variações de 0,084 para o fluido F1 a 0,143 para o fluido F7. Essa variação pode ser decorrente, provavelmente, da influência que a espuma presente em alguns fluidos apresenta nos valores dos coeficientes de lubricidade, que pode interferir nesses valores.

Visualmente, foi observado que o viscosificante e o redutor de filtrado promovem uma maior quantidade de espuma, sendo assim mais adequado que o anti-espumante seja acrescentado na água de preparo, antes dos demais aditivos, evitando assim a formação de bolhas.

O aumento da concentração do anti-espumante, de 6 para 25 gotas, não influenciou significativamente nos valores das propriedades reológicas, de filtração e de lubrificidade dos fluidos estudados. A menor concentração (6 gotas ou 0,084 g/350 mL) utilizada nas formulações foi suficiente, reduzindo a formação de espuma causada por outros aditivos. Desta forma, foi selecionada esta concentração para utilização nas demais formulações visando atender o objetivo deste trabalho.

É importante ressaltar que a presença de espuma pode mascarar os resultados, promovendo altos valores de viscosidades, como observado em estudos com fluidos hidroargilosos realizados por Farias (2005).

O anti-espumante é um aditivo à base de silicone. O seu efeito é desestabilizar filmes formados por agentes tensoativos presentes no fluido, ou seja, as bolhas de espuma. O anti-espumante deve entrar em contato com esses filmes e desestabilizar suas estruturas, causando o rompimento do filme e, conseqüentemente, a não formação das espumas. A partir de sua estrutura apolar atípica, o anti-espumante não consegue penetrar na estrutura do filme formado nas bolhas e acaba torcendo toda a estrutura e rompendo-a. De acordo com a formulação e com os aditivos presentes, ele pode agir até um certo limite e depois adquirir uma configuração estável, o que o torna inerte quimicamente para esse fim, como foi observado para concentrações acima de 6 gotas.

Comparando os resultados dos fluidos estudados com os obtidos a partir do fluido Padrão apresentado na Tabela 10, observou-se que os valores de VA, VP, FG, LE e CL dos fluidos F3, F4 e F6 encontram-se no intervalo de valores do fluido de referência, ou fluido Padrão. Os valores obtidos para os demais fluidos e os valores de  $VF_{API}$  e ER estão superiores aos valores apresentados pelo fluido Padrão.

#### **4.2.2 Influência do Viscosificante e do Redutor de Filtrado**

Neste item foram estudadas as formulações apresentadas na Tabela 11, já apresentadas anteriormente na Tabelas 2 e 3, nas quais foram variadas as concentrações do viscosificante (goma xantanta) e do redutor de filtrado (carboximetilcelulose de baixa viscosidade). Foram estudados os dois aditivos juntos, já que os mesmos são aditivos poliméricos de diferentes graus de

viscosidade, com o objetivo de se estudar as melhores concentrações destes aditivos e suas influências nas formulações.

Tabela 11: Formulações dos Fluidos com Variação nas Concentrações do Viscosificante e do Redutor de Filtrado.

<b>Componentes</b>	<b>F3</b>	<b>F9</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>	<b>F13</b>	<b>F14</b>	<b>F15</b>	<b>F16</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)	6	6	6	6	6	6	6	6	6
<b>Viscosificante (g)</b>	<b>1,0</b>	<b>1,5</b>	<b>2,0</b>	<b>2,5</b>	<b>1,5</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,75</b>
<b>Redutor de filtrado (g)</b>	<b>3,0</b>	<b>3,5</b>	<b>4,0</b>	<b>4,5</b>	<b>3,0</b>	<b>4,0</b>	<b>5,0</b>	<b>2,5</b>	<b>2,0</b>
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Inibidor argila expansiva III (g)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0

As propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade obtidas com os fluidos estudados e com os fluidos Padrão estão apresentadas na Tabela 12.

Observaram-se significativas variações nos valores das propriedades reológicas dos fluidos estudados. Os valores de viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), de força gel (FG) e de limite de escoamento (LE) variaram com a concentração dos aditivos, aumentando com o aumento da concentração do viscosificante e do redutor de filtrado. Esse comportamento é decorrente da ação do viscosificante, que é um aditivo que tem como principal função conferir viscosidade ao fluido, e do redutor de filtrado, composto por um polímero que também pode agir como viscosificante, como será visto a seguir.

Tabela 12: Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos com Variação nas Concentrações do Viscosificante e do Redutor de Filtrado.

FLUIDOS	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	ER (mm)	CL
<b>F3</b>	46,2	23,6	3,2	45,0	7,8	0,631	0,103
<b>F9</b>	52,5	27,5	5,5	50,0	6,0	0,718	0,096
<b>F10</b>	75,5	36,0	9,5	79,0	8,6	0,565	0,048
<b>F11</b>	102,5	40,0	13,5	125,0	7,4	0,769	0,108
<b>F12</b>	55,0	28,0	5,5	54,5	8,6	0,497	0,112
<b>F13</b>	68,5	43,0	3,5	51,0	7,2	0,631	0,140
<b>F14</b>	85,7	42,5	5,0	86,5	6,4	0,826	0,145
<b>F15</b>	39,7	21,3	2,0	36,7	8,4	0,561	0,111
<b>F16</b>	32,4	18,8	1,3	27,2	8,1	0,451	0,121
<b>Padrão</b>	44,5-	23,5-	2,0-	39,0 –	6,0-	0,400-	0,090-
	60,0	35,0	3,5	49,0	7,2	0,550	0,120

Sendo: VA - viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF<sub>API</sub> - volume de filtrado API; ER - espessura do reboco e CL – coeficiente de lubricidade.

Os valores do volume de filtrado (VF<sub>API</sub>) foram reduzidos com o aumento da concentração do redutor de filtrado, como esperado. Comparando os valores do VF<sub>API</sub> dos fluidos F15, F3, F13 e F14, que apresentam em sua formulação as concentrações de 2,5, 3,0 4,0 e 5,0 g de redutor de filtrado / 350 mL de água, observou-se os valores de 8,4, 7,8, 7,2 e 6,4 mL, respectivamente, ou seja, com o aumento da concentração do redutor de filtrado há uma redução nos valores de VF<sub>API</sub>, comprovando a função deste aditivo. Porém, além da redução no volume de filtrado com o aumento da concentração do redutor de filtrado nos fluidos estudados, observou-se um aumento significativo nos valores das propriedades reológica. Este comportamento pode ser justificado pela composição do redutor de filtrado, que é composto por um polímero à base de celulose, o carboximetilcelulose (CMC) de baixa viscosidade, e, segundo o fabricante, este aditivo foi fabricado com uma celulose de melhor qualidade, comumente utilizada na fabricação de CMCs viscosificantes, bem como possui tamanho de cadeia maior que o das celuloses

tradicionalmente utilizadas na fabricação de CMCs utilizados como redutores de filtrado. Sendo assim, quando a concentração ultrapassa 3,0 g/ 350 mL de água, esse aditivo passa a agir como viscosificante, justificando os altos valores das propriedades reológicas observados para os fluidos tratados com as concentrações de 3,5, 4,0 e 5,0 g de redutor de filtrado / 350 mL de água.

Os valores de espessura do reboco (ER) e de coeficiente de lubrificidade (CL) não sofreram variações significativas com o aumento das concentrações do viscosificante e do redutor de filtrado.

Comparando os resultados dos fluidos estudados com os obtidos a partir dos fluidos Padrão apresentados na Tabela 12, observou-se que os valores de VA, VP, FG, LE e CL do fluido F3 estão de acordo com os fluidos Padrão, sendo este fluido o que apresentou melhores resultados. Os demais fluidos, embora alguns tenham apresentado valores de propriedades reológicas, de filtração e de lubrificidade muito próximas, ainda não estiveram de acordo com os fluidos Padrão.

### 4.2.3 Influência do Lubrificante

Neste item foram estudadas as formulações apresentadas na Tabela 13, já apresentadas anteriormente na Tabelas 2, 3 e 4, nas quais foi variada a concentração do lubrificante, que é composto de óleo vegetal de alta lubrificidade tratado quimicamente com ácidos e neutralizantes alcalinos, com o objetivo de se estudar a melhor concentração deste aditivo e sua influência nas formulações estudadas.

Tabela 13: Formulações dos Fluidos com Variação na Concentração do Lubrificante.

<b>Componentes</b>	<b>F3</b>	<b>F17</b>	<b>F18</b>	<b>F19</b>	<b>F20</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Inibidor de argila expansiva III (g)	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Lubrificante (%)</b>	<b>1,0</b>	<b>1,5</b>	<b>2,0</b>	<b>3,0</b>	-
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0



Na Tabela 14 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas, de filtração e de lubrificidade obtidas com os fluidos estudados e com os fluidos Padrão.

Tabela 14: Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubrificidade dos Fluidos com Variação da Concentração do Lubrificante.

FLUIDOS	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	ER (mm)	CL
<b>F3</b>	46,2	23,6	3,2	45,0	7,8	0,631	0,103
<b>F17</b>	46,1	23,8	3,0	44,7	7,7	0,553	0,128
<b>F18</b>	51,2	28,0	3,7	46,4	7,2	0,562	0,106
<b>F19</b>	46,1	22,8	3,0	46,6	7,0	0,619	0,121
<b>F20</b>	42,5	23,0	2,0	39,0	7,6	0,432	0,297
<b>Padrão</b>	44,5-	23,5-	2,0-	39,0 –	6,0-	0,400-	0,090-
	60,0	35,0	3,5	49,0	7,2	0,550	0,120

Sendo: VA - viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF<sub>API</sub> - volume de filtrado API; ER - espessura do reboco e CL – coeficiente de lubrificidade.

Observou-se variação pouco significativa para os valores das propriedades reológicas com o aumento da concentração do lubrificante. A viscosidade aparente (VA) do fluido F20, preparado sem lubrificante foi de 42,5 cP, valor inferior aos dos outros fluidos estudados, que apresentaram valores próximos a 46,0 cP, com exceção do fluido F18, que apresentou VA de 51,2 cP. O mesmo comportamento pôde ser observado com os valores de viscosidade plástica (VP), de força gel (FG) e de limite de escoamento (LE).

O volume de filtrado (VF<sub>API</sub>) e a espessura do reboco (ER) também não sofreram variações significativas com o aumento da concentração do lubrificante.

Os valores de coeficiente de lubrificidade (CL) sofreram redução com a adição do lubrificante aos fluidos, confirmando a eficiência do aditivo estudado, como observado para o fluido F20 que não apresenta lubrificante em sua formulação e apresentou um CL de 0,297, e o fluido F3 que apresenta 1,0 % do lubrificante em sua formulação e apresentou um CL de 0,103. Com o aumento da concentração do

lubrificante (de 1,0 para 2,0 e 3,0 %), observou-se que o CL apresentou valores de 0,103, 0,128 e 0,106, respectivamente, comprovando mais uma vez a eficiência deste aditivo e que a concentração de 1,0 % é suficiente para promover uma adequada lubricidade ao fluido.

A característica lubrificante é uma importante propriedade para os fluidos de perfuração, visto que uma boa lubrificação promove uma alta eficiência na perfuração e diminui o desgaste da broca de perfuração. Estudos comprovam que fluidos de alto desempenho base óleo, que são tidos como bons lubrificantes e utilizados em perfurações com trechos de ganho de ângulo, onde a lubricidade apresenta uma maior importância, apresentam coeficientes de lubricidade em torno de 0,110 (VIDAL *et al.*, 2007). O coeficiente de lubricidade obtido nos fluidos estudados com 1,0 % do lubrificante foi de 0,103, comprovando mais uma vez a eficiência deste aditivo e o alto poder lubrificante apresentados pelos fluidos desenvolvidos, já que apresentaram coeficientes de lubricidade na ordem dos valores encontrados em fluidos de perfuração de alto de desempenho base óleo.

O lubrificante estudado é composto por um tensoativo de peso molecular elevado (em torno de 800 g/mol) e possui dipolos e cargas. Assim, ele forma um filme sobre as superfícies capaz de interações mais fortes que os óleos comuns e proporciona menores valores de coeficiente de lubricidade. Com a formação do filme, a quantidade necessária para agir como lubrificante encontra-se em um máximo; no caso em estudo, esse máximo foi de 1,0 %, e a partir desta concentração podem ter início outras interações no fluido que diminuem a sua atuação na formação de um duplo filme, justificando assim os valores de coeficiente de lubricidade (CL) maiores para os fluidos tratados com 2,0 e 3,0 % de lubrificante.

Comparando os resultados dos fluidos estudados com os obtidos a partir dos fluidos Padrão apresentados na Tabela 14, observou-se que os valores de VA, VP, FG, LE e CL dos fluidos F3, F17 e F18 encontram-se próximos aos fluidos de referência. O fluido F3 apresenta o melhor valor de CL e a menor concentração do aditivo lubrificante. Os valores obtidos para  $VF_{API}$  e ER destes fluidos, embora estejam muito próximos, ainda estão um pouco superiores aos valores de referência.

#### 4.2.4 Influência do Selante

Neste item foram estudadas as formulações apresentadas na Tabela 15, já apresentadas anteriormente nas Tabelas 2 e 4, nas quais foi variada a concentração do selante (calcita) com o objetivo de se estudar a melhor concentração deste aditivo e sua influência nas formulações estudadas.

Tabela 15: Formulações dos Fluidos com Variação na Concentração do Selante.

<b>Componentes</b>	<b>F3</b>	<b>F21</b>	<b>F22</b>
Água (mL)	350	350	350
Anti-espumante (gotas)	6	6	6
Viscosificante (g)	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0
Inibidor argila expansiva III (g)	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	1,0
<b>Selante (g)</b>	<b>15,0</b>	<b>20,0</b>	<b>30,0</b>

Na Tabela 16 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas, de filtração e de lubrificidade obtidas com os fluidos estudados e com os fluidos Padrão.

Tabela 16: Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubrificidade dos Fluidos com Variação da Concentração do Selante.

<b>FLUIDOS</b>	<b>VA (cP)</b>	<b>VP (cP)</b>	<b>FG (Pa/s)</b>	<b>LE (N/m<sup>2</sup>)</b>	<b>VF<sub>API</sub> (mL)</b>	<b>ER (mm)</b>	<b>CL</b>
<b>F3</b>	46,2	23,6	3,2	45,0	7,8	0,631	0,103
<b>F21</b>	45,6	25,0	3,4	41,0	7,7	0,620	0,105
<b>F22</b>	53,0	29,0	4,3	48,0	7,0	0,589	0,120
<b>Padrão</b>	44,5-	23,5-	2,0-	39,0 –	6,0-	0,400-	0,090-
	60,0	35,0	3,5	49,0	7,2	0,550	0,120

Sendo: VA - viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF<sub>API</sub> - volume de filtrado API; ER - espessura do reboco e CL – coeficiente de lubrificidade.

Comparando os fluidos F3, F21 e F22 que apresentam na sua formulação a mesma composição, com diferença apenas na concentração do selante (respectivamente 15,0, 20,0 e 30,0 g de selante / 350 mL de água) observou-se que as propriedades reológicas (VA, VP, FG e LE), ER e CL não apresentaram alteração significativa e os valores de VF e de ER apresentaram uma pequena redução com o aumento da concentração do selante (calcita). Esse comportamento está de acordo com o esperado, visto que o selante tem como função auxiliar na redução das perdas por filtração, ou seja, reduzir o filtrado. Essa redução pode ser observada para os fluidos F3 e F22, que apresentaram redução de  $VF_{API}$  de 7,8 para 7,0 mL.

Comparando os resultados dos fluidos desenvolvidos com os obtidos a partir dos fluidos Padrão (Tabela 16), observou-se que os valores de VA, VP, FG, LE,  $VF_{API}$  e CL dos dois fluidos F3, F21 e F22 encontram-se próximos aos da faixa de valores dos fluidos de referência. Os valores de ER ainda encontram-se superiores ao apresentado pelos fluidos Padrão.

#### 4.2.5 Influência dos Inibidores de Argilas Expansivas

Neste item foram estudadas as formulações apresentadas nas Tabelas 17 e 18, já apresentadas anteriormente na Tabelas 4 e 5, nas quais foram variadas as concentrações do inibidor de argila expansiva I (KCl em pó), inibidor de argila expansiva II (inibidor catiônico líquido à base de sal quaternário de amônio) e inibidor de argila expansiva III (sal inorgânico biodegradável isento de cloreto na forma de pó), com o objetivo de se estudar as melhores concentrações destes aditivos e suas influências nas formulações estudadas.

As propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade obtidas com os fluidos estudados e com os fluidos Padrão estão apresentadas na Tabela 19.

Tabela 17: Formulações dos Fluidos com Variação nas Concentrações dos Inibidores de Argilas Expansivas.

<b>Componentes</b>	<b>F23</b>	<b>F24</b>	<b>F25</b>	<b>F26</b>	<b>F27</b>	<b>F28</b>	<b>F29</b>	<b>F30</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b><i>Inibidor argila expansiva I (g)</i></b>	-	-	-	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>	-
<b><i>Inibidor argila expansiva II (g)</i></b>	<b>12,0</b>	<b>10,0</b>	<b>8,0</b>	<b>12,0</b>	<b>10,0</b>	<b>8,0</b>	-	-
<b><i>Inibidor argila expansiva III (g)</i></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Selante (g)	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Tabela 18: Formulações dos Fluidos com Variação nas Concentrações dos Inibidores de Argilas Expansivas.

<b>Componentes</b>	<b>F31</b>	<b>F32</b>	<b>F33</b>	<b>F34</b>	<b>F35</b>	<b>F36</b>
Água (mL)	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)	6	6	6	6,0	6,0	6,0
Viscosificante (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b><i>Inibidor argila expansiva I (g)</i></b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>	<b>21,0</b>	-	-	-
<b><i>Inibidor argila expansiva II (g)</i></b>	-	-	-	-	-	-
<b><i>Inibidor argila expansiva III (g)</i></b>	<b>12,0</b>	<b>12,0</b>	<b>8,0</b>	<b>12,0</b>	<b>12,0</b>	<b>10,0</b>
Bactericida (g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	2,0	2,0	1,0	1,0	2,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	20,0

Comparando os resultados obtidos para os fluidos do F23 ao F36, apresentados na Tabela 19, foram observadas variações significativas nas propriedades estudadas. Foi observado que as propriedades dos fluidos são influenciadas pela presença dos aditivos inibidores de argilas expansivas e não pela sua concentração.

O KCl é um inibidor tradicionalmente utilizado na indústria de petróleo, que apresentam baixo custo e, em altos teores, ação inibidora. Porém, agravam a densidade da dispersão e podem degradar polímeros que perdem em viscosidade.

Além disso, podem causar danos ambientais e ao homem devido a sua toxicidade e estão atualmente sendo substituídos por sais isentos de cloro.

Tabela 19: Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos com Variação da Concentração dos Inibidores de Argilas Expansivas.

FLUIDOS	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	ER (mm)	CL
<b>F23</b>	52,7	29,1	1,5	47,2	8,4	0,812	0,101
<b>F24</b>	49,0	28,0	1,5	42,8	9,5	0,775	0,060
<b>F25</b>	49,0	27,0	1,5	44,3	9,2	0,609	0,080
<b>F26</b>	45,6	25,0	3,4	41,0	7,7	0,650	0,105
<b>F27</b>	45,1	24,3	3,2	41,7	7,6	0,895	0,115
<b>F28</b>	47,0	26,0	2,5	42,0	6,6	0,812	0,110
<b>F29</b>	36,8	22,8	1,8	28,0	9,0	0,510	0,105
<b>F30</b>	38,3	23,0	2,0	30,5	8,0	0,608	0,112
<b>F31</b>	60,0	32,0	3,5	56,0	7,2	0,223	0,058
<b>F32</b>	51,3	28,5	3,5	45,5	6,8	0,273	0,103
<b>F33</b>	44,0	24,0	2,5	40,0	6,8	0,480	0,075
<b>F34</b>	53,0	27,5	3,0	51,0	7,8	0,544	0,074
<b>F35</b>	56,3	30,0	2,0	52,5	7,2	0,595	0,092
<b>F36</b>	57,5	29,0	3,0	57,0	7,5	0,303	0,092
<b>Padrão</b>	44,5- 60,0	23,5- 35,0	2,0- 3,5	39,0 – 49,0	6,0- 7,2	0,400- 0,550	0,090- 0,120

Sendo: VA - viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF<sub>API</sub> - volume de filtrado API; ER - espessura do reboco e CL – coeficiente de lubrificidade.

Com o objetivo de desenvolver fluidos ambientalmente corretos, os fluidos F34, F35 e F36 foram formulados contendo apenas o inibidor III, que trata-se de um sal orgânico doador de potássio isento de íons cloreto, biodegradável e atóxico, já que os inibidores I e II, são respectivamente o KCl e um inibidor à base de um sal quaternário de amônio, sendo assim, não corretos ambientalmente.

De maneira geral, a utilização do inibidor III promoveu alterações pouco significativas nas propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade dos fluidos em comparação com os fluidos formulados com os inibidores I e II.

A influência de inibidores de argilas expansivas em fluidos de perfuração base água poderá ser melhor avaliada por ensaios de grau de inchamento de argilas, como o ensaio de *Linear Swell Meter* – LSM, que determina a porcentagem de inchamento linear de argila. Este ensaio refere a uma das sugestões de trabalhos futuros apresentadas no final deste trabalho.

Comparando os resultados dos fluidos desenvolvidos neste trabalho com os obtidos a partir dos fluidos Padrão (Tabela 19), observou-se que os valores de VA, VP, FG, LE,  $VF_{API}$  e CL de todos os fluidos estudados encontram-se próximos aos da faixa de valores dos fluidos de referência. Os valores de ER ainda encontram-se superiores aos apresentados pelos fluidos Padrão.

Foram desenvolvidas 36 formulações de fluidos de perfuração à base de água e avaliadas as influências dos aditivos anti-espumante, viscosificante, redutor de filtrado, lubrificante, selante e inibidores de argilas expansivas nas propriedades reológicas (viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e força gel), de filtração (volume de filtrado e espessura do reboco) e de lubricidade (coeficiente de lubricidade) dos fluidos. Foi observado que: i) 6 gotas de anti-espumante ou 0,084 / 350mL de água, na água de preparo do fluido, é suficiente para promover fluidos com uma menor formação de espuma; ii) 1,0 g de viscosificante/ 350 mL de água apresenta melhor resultado de propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade; iii) a concentração de 3,0 g do redutor de filtrado/ 350 mL de água é a concentração adequada para uma melhor redução no volume de filtrado e acima desta concentração, o aditivo começa a agir como viscosificante e iv) 1,0 % do lubrificante é suficiente para promover uma lubricidade aos fluidos.

Foram selecionadas 8 formulações (F3, F17, F18, F21, F28, F32, F33 e F35) que apresentaram resultados mais próximos ao fluido Padrão, ou seja, os resultados mais promissores, para serem submetidos aos ensaios com os fluidos após envelhecimento dinâmico nas temperaturas de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) por 16 horas, apresentados a seguir. Esta etapa é de grande importância visto que avaliam o desempenho destes fluidos sob condições de altas temperatura e pressão.

### 4.3 Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos Estudados Após o Envelhecimento

Nas Tabelas 20 e 21 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), força gel (FG) e limite de escoamento (LE)), de filtração (volume de filtrado API e HPHT ( $V_{API}$  e  $V_{HPHT}$ )) e de lubricidade (coeficiente de lubricidade (CL)) dos fluidos selecionados antes e após o envelhecimento nas temperaturas de  $\approx 38$  °C (100 °F),  $\approx 66$  °C (150 °F) e  $\approx 93$  °C (200 °F).

Analisando as Tabelas 20 e 21, observou-se o mesmo comportamento para os fluidos estudados com o envelhecimento à temperatura de  $\approx 38$  °C (100 °F): os valores de viscosidade aparente (VA), força gel (FG) e limite de escoamento (LE), sofreram uma redução considerável. Com o aumento da temperatura de envelhecimento para  $\approx 66$  °C (150 °F), observa-se pouca variação nos valores destas propriedades e com o envelhecimento na temperatura máxima estudada,  $\approx 93$  °C (200 °F), os valores destas propriedades apresentaram um acréscimo, estando ainda com valores abaixo do observado para os fluidos sem envelhecimento (à temperatura ambiente).

Os valores de viscosidade plástica (VP) e de volumes de filtrado API ( $V_{API}$ ) e HPHT ( $V_{HPHT}$ ) não sofreram variações significativas com o envelhecimento nas temperaturas estudadas. Os valores de coeficiente de lubricidade (CL) apresentaram uma pequena redução no envelhecimento à temperatura de  $\approx 93$  °C (200 °F), melhorando seu efeito lubrificante.



Tabela 20: Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos F3, F17, F18, F21 e do Fluido Padrão Estudados Antes e Após o Envelhecimento.

<b>Fluido F3</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	46,2	23,6	3,2	45,0	7,8	-	0,103
≈ 38 °C (100 °F)	34,8	24,0	1,0	21,5	8,8	16,2	0,119
≈ 66 °C (150 °F)	37,7	23,0	0,5	29,3	8,0	15,3	0,122
≈ 93 °C (200 °F)	43,5	24,0	2,0	41,0	7,8	17,0	0,122
<b>Fluido F17</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	46,1	23,8	3,0	44,7	7,7	-	0,128
≈ 38 °C (100 °F)	33,7	22,3	1,0	22,7	7,4	12,6	0,099
≈ 66 °C (150 °F)	33,4	21,3	0,5	24,2	8,6	14,2	0,111
≈ 93 °C (200 °F)	43,5	24,0	2,0	39,2	8,0	13,0	0,074
<b>Fluido F18</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	51,2	28,0	3,7	46,4	7,2	-	0,106
≈ 38 °C (100 °F)	35,3	22,5	0,8	25,5	7,6	12,8	0,098
≈ 66 °C (150 °F)	31,2	20,0	0,5	23,3	7,4	15,6	0,130
≈ 93 °C (200 °F)	46,0	24,0	1,0	44,0	7,9	14,4	0,076
<b>Fluido F21</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	47,0	24,8	3,2	44,4	7,0	-	0,111
≈ 38 °C (100 °F)	38,0	24,0	0,0	28,0	7,7	12,4	0,115
≈ 66 °C (150 °F)	33,2	21,0	0,7	24,3	7,7	16,2	0,132
≈ 93 °C (200 °F)	45,0	25,0	1,0	40,0	8,2	15,0	0,082
<b>Fluido Padrão</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	44,5- 60,0	23,5- 35,0	2,0-3,5	39,0 – 49,0	6,0-7,2	-	0,090- 0,120
≈ 38 °C (100 °F)	30,0- 38,5	21,0- 25,0	0,5-2,0	18,0- 27,0	6,4-7,3	11,4- 12,4	0,146- 0,192
≈ 66 °C (150 °F)	23,0- 34,0	17,0- 22,5	0,5-1,5	11,0- 31,5	6,8-7,0	11,2- 13,2	0,161- 0,208
≈ 93 °C (200 °F)	30,0- 38,0	16,0- 24,0	1,0-2,0	25,0 – 33,0	6,8-8,0	14,0- 16,0	0,110- 0,120

Sendo: VA - viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF<sub>API</sub> - volume de filtrado API; VF<sub>HPHT</sub> - volume de filtrado HPHT e CL – coeficiente de lubrificidade.

Tabela 21: Propriedades Reológicas, de Filtração e de Lubricidade dos Fluidos F28, F32, F33, F35 e do Fluido Padrão Estudados Antes e Após o Envelhecimento.

<b>Fluido F28</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	47,0	26,0	2,5	42,0	6,6	-	0,110
≈ 38 °C (100 °F)	36,8	23,0	0,0	27,5	7,1	14,0	0,120
≈ 66 °C (150 °F)	40,7	24,8	0,7	31,7	7,7	16,0	0,134
≈ 93 °C (200 °F)	38,0	24,0	1,5	31,0	7,8	13,8	0,072
<b>Fluido F32</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	51,3	28,5	3,5	45,5	6,8	-	0,103
≈ 38 °C (100 °F)	32,7	21,3	0,2	22,7	7,4	11,2	0,120
≈ 66 °C (150 °F)	37,5	24,5	0,2	26,0	7,0	15,8	0,111
≈ 93 °C (200 °F)	47,0	29,0	1,5	41,0	7,8	14,4	0,086
<b>Fluido F33</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	44,0	24,0	2,5	40,0	6,8	-	0,075
≈ 38 °C (100 °F)	35,7	21,5	0,5	28,3	7,4	12,8	0,124
≈ 66 °C (150 °F)	34,7	25,0	0,3	19,3	7,4	14,5	0,133
≈ 93 °C (200 °F)	45,0	26,0	1,0	38,0	7,4	16,8	0,073
<b>Fluido F35</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	56,3	30,0	2,0	52,5	7,2	-	0,092
≈ 38 °C (100 °F)	49,3	27,7	0,5	43,3	6,8	13,5	0,124
≈ 66 °C (150 °F)	41,0	25,0	0,3	32,0	7,4	15,4	0,123
≈ 93 °C (200 °F)	57,5	29,0	1,0	57,0	7,4	16,0	0,080
<b>Fluido Padrão</b>							
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m <sup>2</sup> )	VF <sub>API</sub> (mL)	VF <sub>HPHT</sub> (mL)	CL
Sem envelhecimento	44,5- 60,0	23,5- 35,0	2,0-3,5	39,0 – 49,0	6,0-7,2	-	0,090- 0,120
≈ 38 °C (100 °F)	30,0- 38,5	21,0- 25,0	0,5-2,0	18,0- 27,0	6,4-7,3	11,4- 12,4	0,146- 0,192
≈ 66 °C (150 °F)	23,0- 34,0	17,0- 22,5	0,5-1,5	11,0- 31,5	6,8-7,0	11,2- 13,2	0,161- 0,208
≈ 93 °C (200 °F)	30,0- 38,0	16,0- 24,0	1,0-2,0	25,0 – 33,0	6,8-8,0	14,0- 16,0	0,110- 0,120

Sendo: VA - viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF<sub>API</sub> - volume de filtrado API; VF<sub>HPHT</sub> - volume de filtrado HPHT e CL – coeficiente de lubrificidade.

A redução nas propriedades reológicas (VA, FG e LE) pode ser decorrente de uma maior mobilidade da água perante a camada de solvatação dos polímeros (viscosificante e redutor de filtrado) na temperatura de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), já que o aquecimento pode promover um rearranjo das estruturas moleculares dos polímeros de modo a minimizar a energia de solvatação, possivelmente destruindo as ligações de hidrogênio existentes entre os eles e formando uma pequena camada de solvatação de moléculas de água livres, diminuindo a interação polímero-polímero e, conseqüentemente, diminuindo a viscosidade.

O CMC (redutor de filtrado) tem grande potencial de solubilidade e, conseqüentemente, molhabilidade, o que permite uma boa hidratação, que pode ser explicada pela presença de sódio na molécula do CMC, que quando em contato com a água se ioniza provocando a solvatação das moléculas (MELO, 2008). A presença de cadeias laterais e o caráter iônico da goma xantana (viscosificante) também aumentam a sua hidratação. Sabe-se que 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, reduzindo assim a viscosidade. Como foi observado após envelhecimento na temperatura de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

Quando os fluidos são envelhecidos a temperatura mais elevada,  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), o envelhecimento possivelmente promove a recuperação da viscosidade anteriormente obtida, ou se aproxima desta. Este comportamento pode ser justificado por formação de interações cruzadas ou *cross-linking* entre os polímeros (o viscosificante e o redutor de filtrado, que são compostos pela goma xantana e o carboximetilcelulose de baixa viscosidade, respectivamente), devido principalmente à estrutura da goma xantana, que por ter uma estrutura ramificada, pode facilitar a formação de ligações cruzadas, que não ocorrem em temperaturas mais baixas. Além disso, em temperaturas mais elevadas os polímeros podem apresentar maior mobilidade, fazendo com que sua estrutura torne-se mais livre ou aberta, possibilitando uma maior hidratação e, conseqüentemente, uma maior viscosidade.

Foi observado também que todos os aditivos utilizados nas formulações dos fluidos são resistentes até a temperatura de  $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Esse comportamento pode ser confirmado após ensaios a partir dos quais se obteve os valores de temperatura de decomposição dos aditivos apresentados no item 4.1 (Caracterização dos Aditivos),

que como foi dito, todos os aditivos apresentaram valores superiores à temperatura máxima utilizada no envelhecimento dos fluidos estudados, ou seja,  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

Analisando os resultados obtidos para os fluidos Padrão estudados, observou significativa redução nos valores de VA, FG e LE com o envelhecimento do fluido à  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), e após envelhecimento à  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), observa-se uma pequena redução e um aumento após envelhecimento à  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

Comparando os resultados obtidos para os fluidos Padrão sem envelhecimento (à temperatura ambiente) e após envelhecimento até a temperatura de  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ), observou-se que a redução nos valores de VA foi bem mais acentuada do que o observado para os fluidos desenvolvidos. Este comportamento representa um bom resultado, pois indica que os fluidos desenvolvidos apresentam uma melhor estabilidade térmica, já que uma redução nos valores de viscosidade aparente pode caracterizar uma degradação, com perda de propriedades reológicas. Logo, os fluidos utilizados como Padrão apresentaram uma maior perda das propriedades reológicas com o envelhecimento nas temperaturas estudadas. Conseqüentemente, os fluidos desenvolvidos são mais estáveis nas temperaturas de envelhecimento estudadas.

Foi observado também que os fluidos desenvolvidos apresentaram melhores valores de coeficiente de lubricidade com o envelhecimento em comparação com os fluidos Padrão.

#### **4.4 Comportamento Reológico: Curvas de Fluxo e de Viscosidade**

Nas Figuras de 18 a 26 estão apresentadas as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos de perfuração estudados antes e após envelhecimento nas temperaturas de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

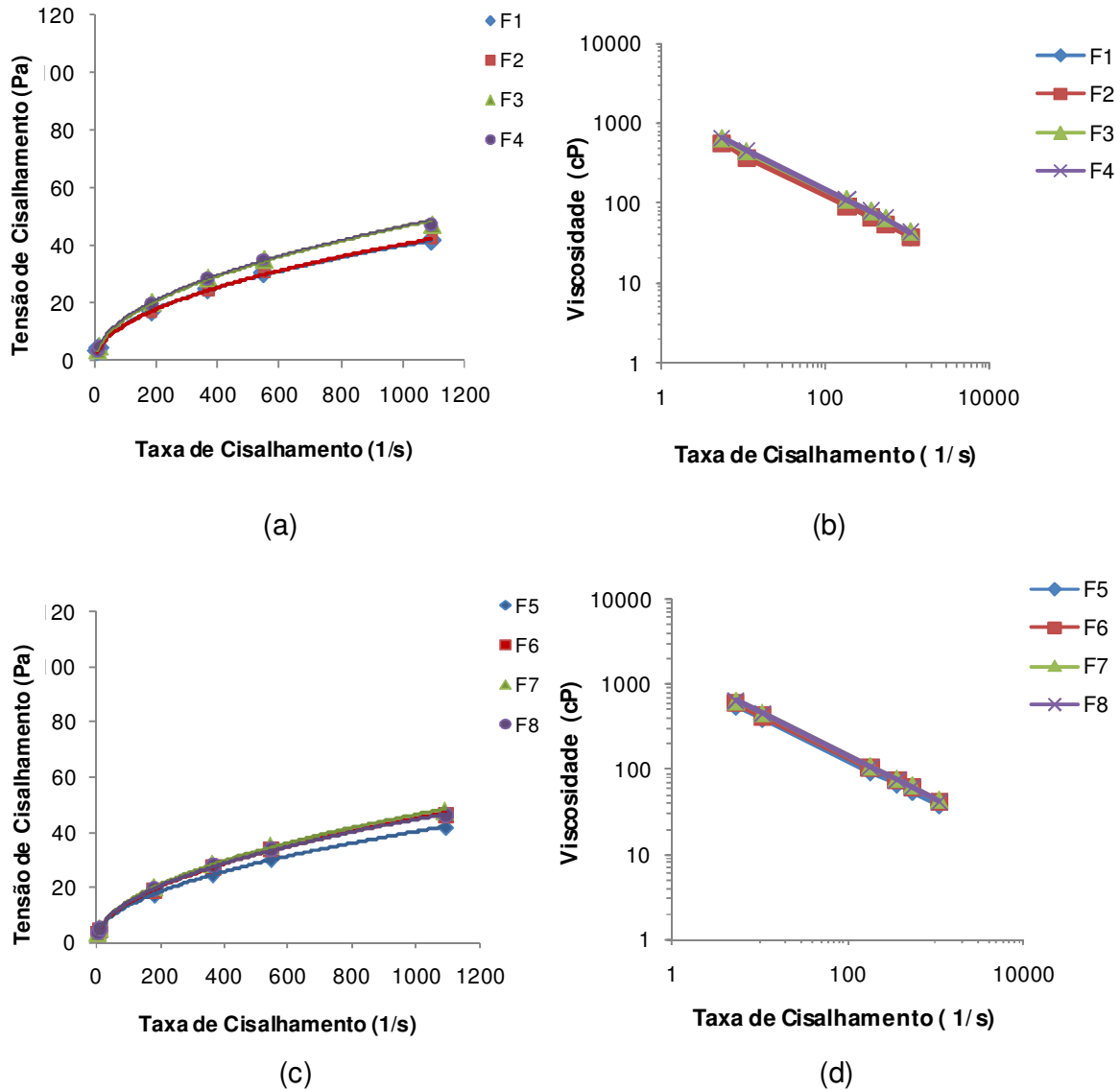
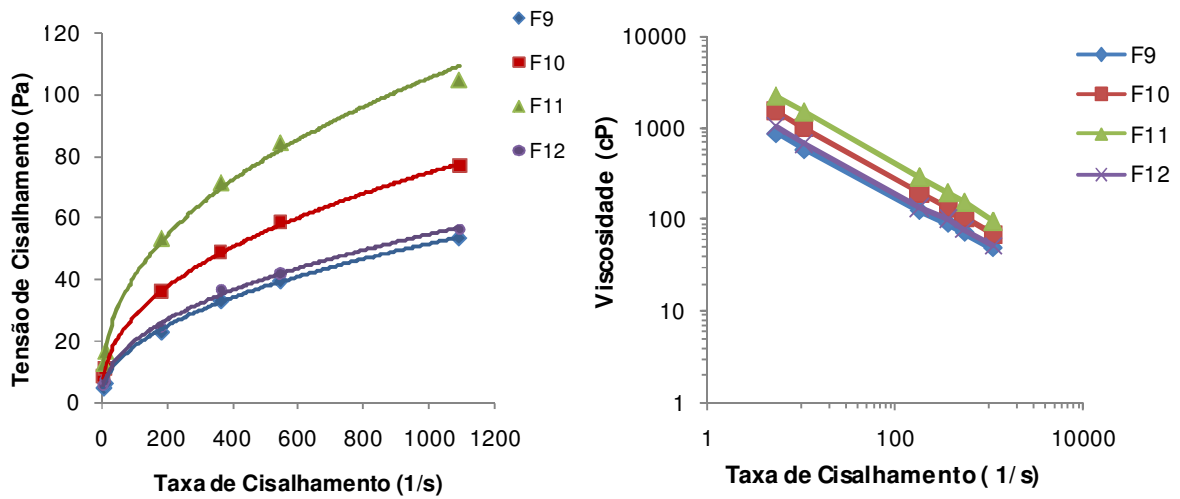
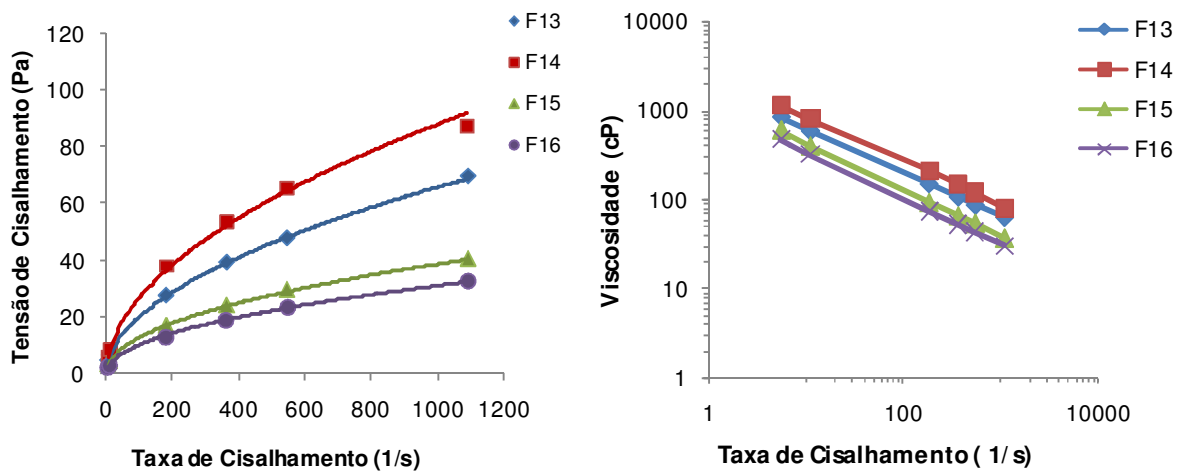


Figura 18: (a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F1, F2, F3 e F4; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F1, F2, F3 e F4; (c) Curvas de Fluxo dos Fluidos F5, F6, F7 e F8 e (d) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F5, F6, F7 e F8.



(a)

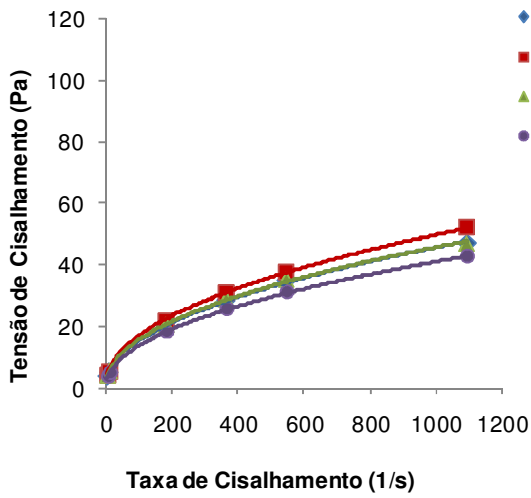
(b)



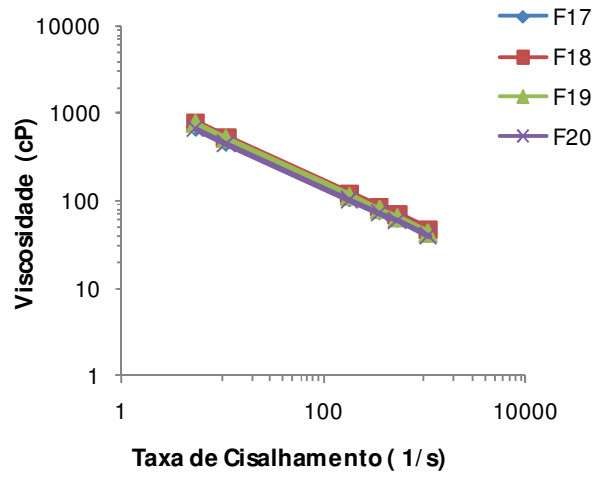
(c)

(d)

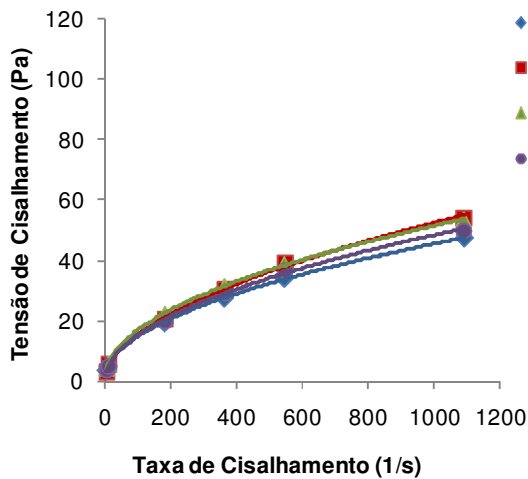
Figura 19: (a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F9, F10, F11 e F12; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F9, F10, F11 e F12; (c) Curvas de Fluxo dos Fluidos F13, F14, F15 e F16 e (d) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F13, F14, F15 e F16.



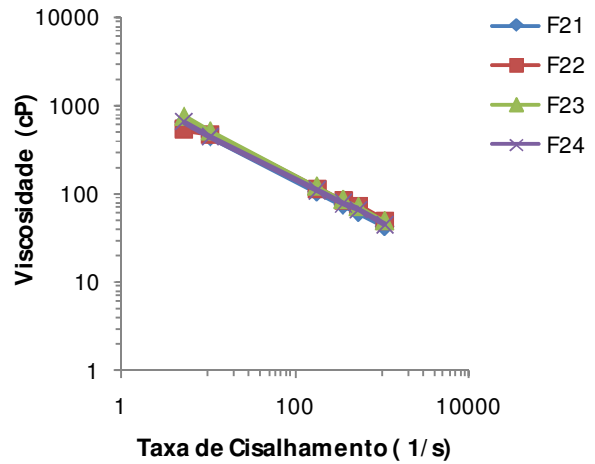
(a)



(b)

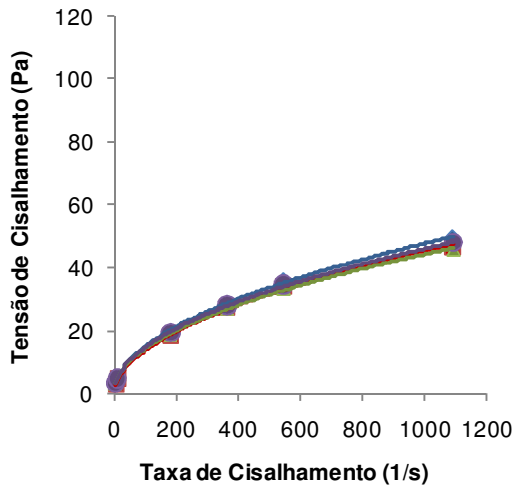


(c)

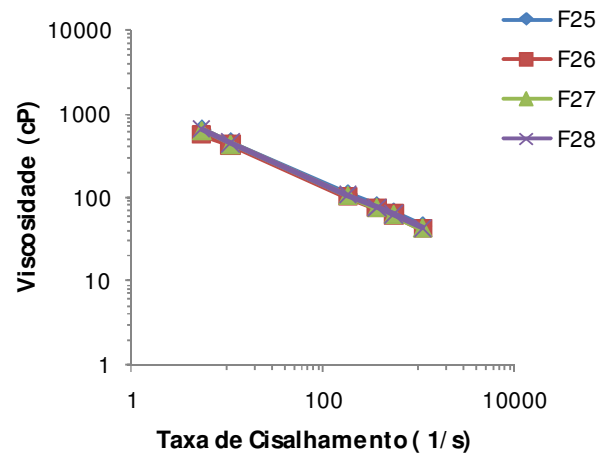


(d)

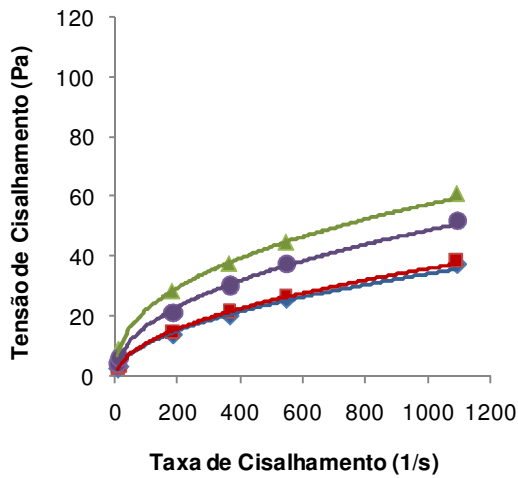
Figura 20: (a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F17, F18, F19 e F20; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F17, F18, F19 e F20; (c) Curvas de Fluxo dos Fluidos F21, F22, F23 e F24 e (d) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F21, F22, F23 e F24.



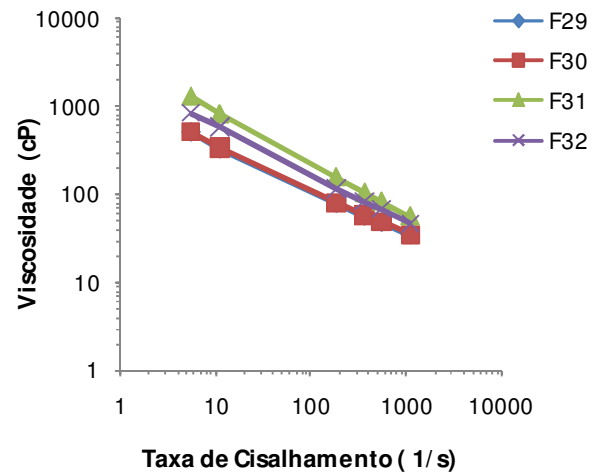
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 21: (a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F25, F26, F27 e F28; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F25, F26, F27 e F28; (c) Curvas de Fluxo dos Fluidos F29, F30, F31 e F32 e (d) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F29, F30, F31 e F32.



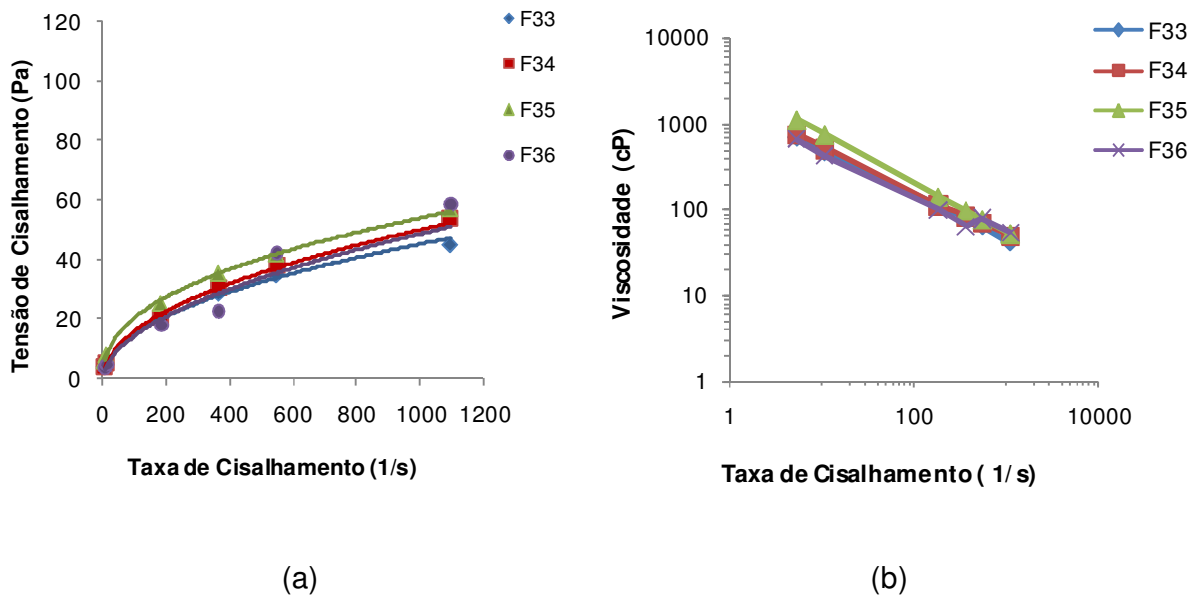


Figura 22: (a) Curvas de Fluxo dos Fluidos F33, F34, F35 e F36; (b) Curvas de Viscosidade dos Fluidos F33, F34, F35 e F36.

Observou-se que as curvas de fluxo de todos os fluidos (antes e após envelhecimento) apresentaram comportamento pseudoplástico. Este tipo de comportamento pode ser causado por diversos fatores, dentre os quais as características físicas das partículas, como sua área superficial, formato e dimensões; o tipo de interação entre as partículas (atração ou repulsão), e a concentração, peso molecular e conformação de moléculas dispersas presentes no meio líquido. A presença de aglomerados relativamente fracos na suspensão, originados pela atuação de forças de interação atrativas entre partículas, pode ser considerada a principal causa do fenômeno de pseudoplasticidade. Os aglomerados são estruturas porosas formadas pela união de diversas partículas primárias que absorvem parte da água originalmente destinada para separação das partículas, elevando o número de colisões entre elas e, com isso, a viscosidade da suspensão ou do fluido. Com a aplicação de taxas de cisalhamento, esses aglomerados se rompem gradativamente, liberando a água aprisionada em seu interior, que passa a contribuir para o afastamento entre as partículas. Como resultado deste

comportamento, há uma redução da viscosidade aparente da suspensão ou do fluido com o aumento da taxa de cisalhamento (PANDOLFELLI, 2000).

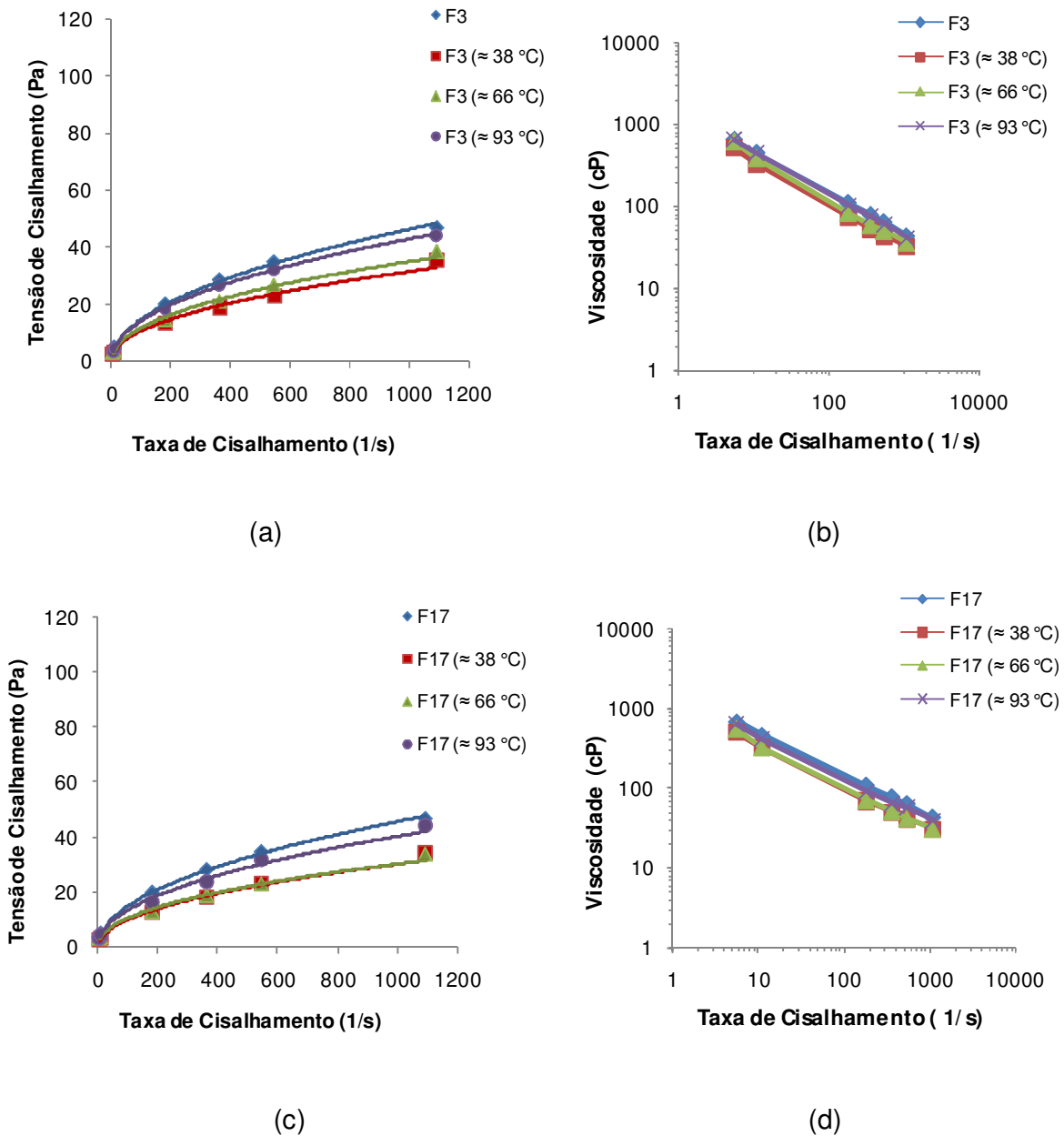


Figura 23: (a) Curvas de Fluxo do Fluido F3; (b) Curvas de Viscosidade do Fluido F3; (c) Curvas de Fluxo do Fluido F17 e (d) Curvas de Fluxo de Viscosidade do Fluido F17 Antes e Após Envelhecimento nas Temperaturas de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

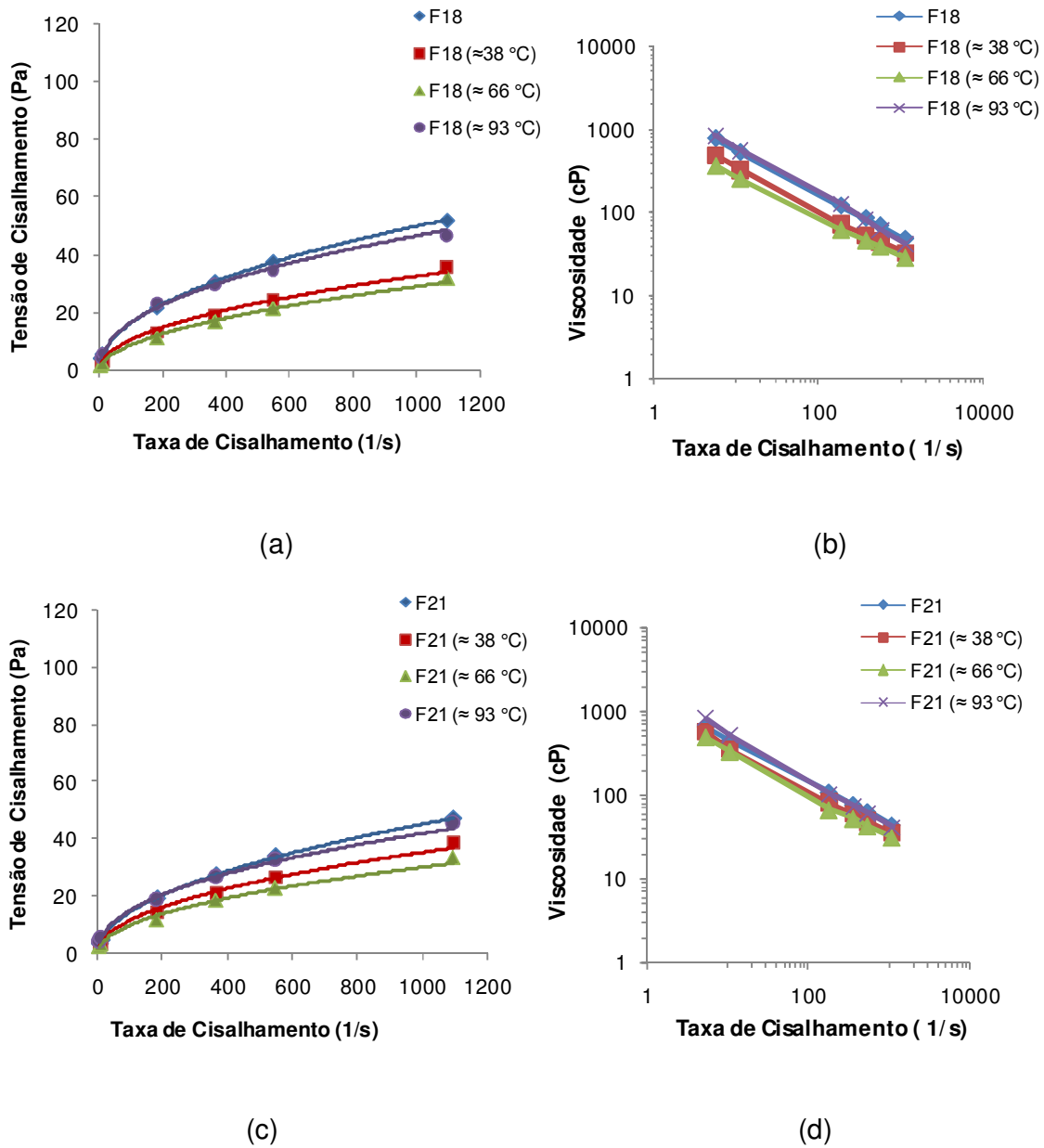


Figura 24: (a) Curvas de Fluxo do Fluido F18; (b) Curvas de Viscosidade do Fluido F18; (c) Curvas de Fluxo do Fluido F21 e (d) Curvas de Fluxo de Viscosidade do Fluido F21 Antes e Após Envelhecimento nas Temperaturas de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

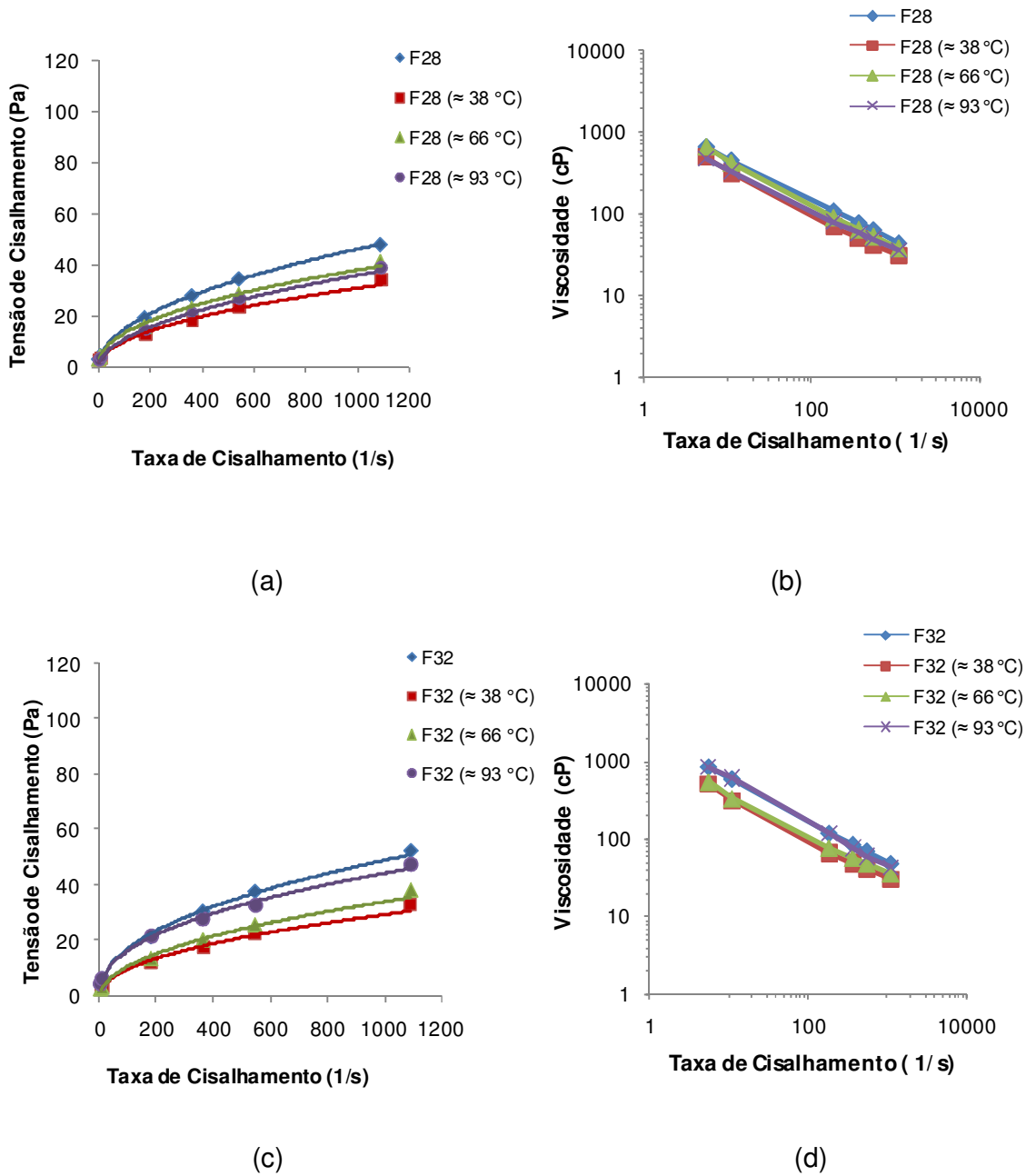


Figura 25: (a) Curvas de Fluxo do Fluido F28; (b) Curvas de Viscosidade do Fluido F28; (c) Curvas de Fluxo do Fluido F32 e (d) Curvas de Fluxo de Viscosidade do Fluido F32 Antes e Após Envelhecimento nas Temperaturas de ≈ 38 °C (100 °F), ≈ 66 °C (150 °F) e ≈ 93 °C (200 °F).

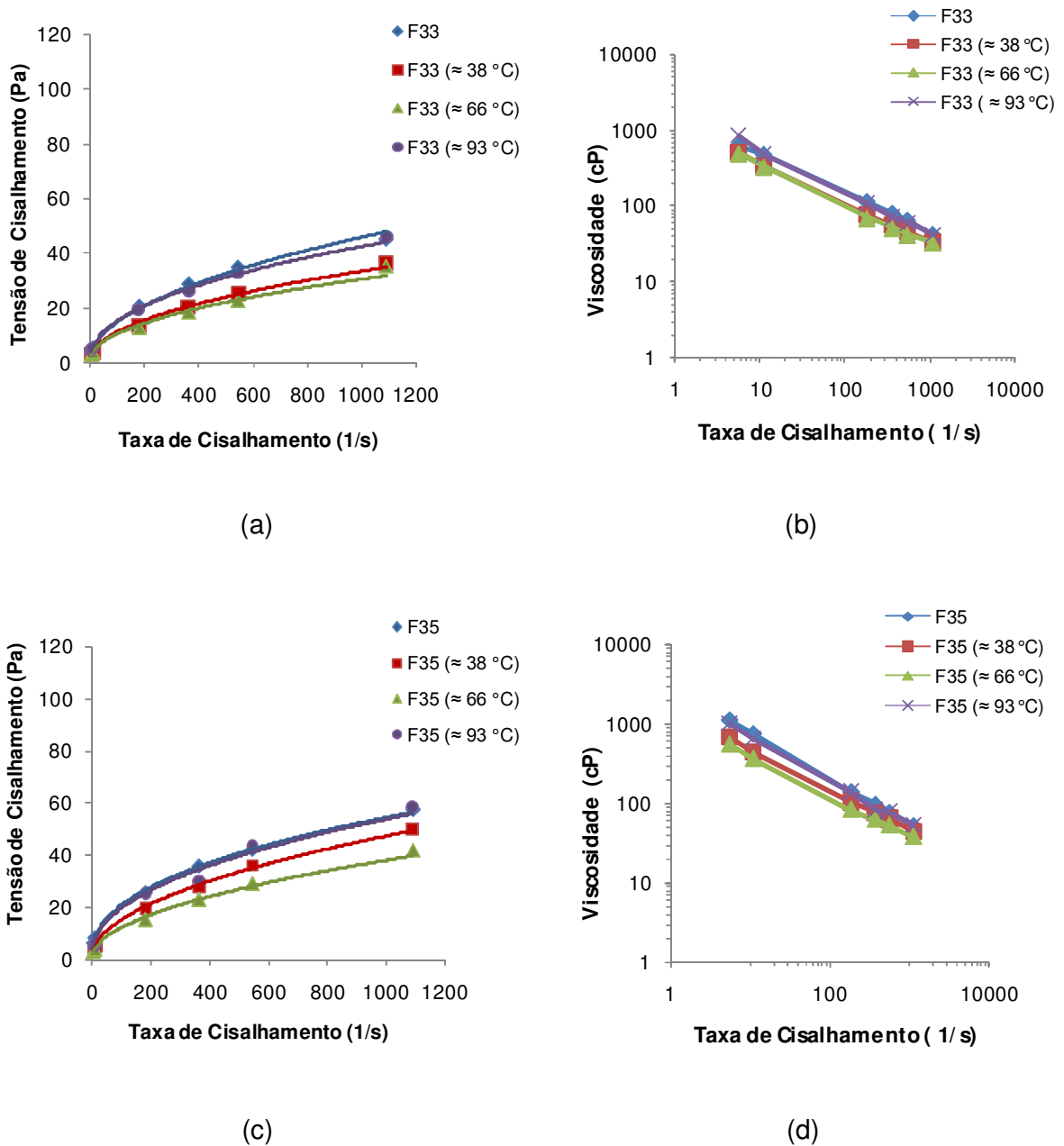


Figura 26: (a) Curvas de Fluxo do Fluido F33; (b) Curvas de Viscosidade do Fluido F33; (c) Curvas de Fluxo do Fluido F35 e (d) Curvas de Fluxo de Viscosidade do Fluido F35 Antes e Após Envelhecimento nas Temperaturas de ≈ 38 °C (100 °F), ≈ 66 °C (150 °F) e ≈ 93 °C (200 °F).

De acordo com as curvas de fluxo, pode observar também que as curvas partem da origem dos eixos, o que indica que os fluidos estudados não oferecem resistência ao fluxo inicial, ou seja, limite de escoamento igual ou muito próximo de zero.

Pôde ser visto, a partir das curvas de viscosidade apresentadas nas Figuras de 18 a 26, que as viscosidades dos fluidos diminuem com o aumento da taxa de cisalhamento, caracterizando mais uma vez o comportamento de sistemas pseudoplásticos. A redução de viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento deve-se, provavelmente, ao fato das partículas dispersas nos sistemas pseudoplásticos, em repouso, se apresentam de formas irregulares (placas planares, filamentos e gotas), proporcionando ao fluido uma alta resistência ao fluxo, caracterizada pela alta viscosidade. Com o aumento do cisalhamento, essas partículas tendem a se orientar linearmente na direção do fluxo, reduzindo a viscosidade (MELO, 2008).

Observou-se uma semelhança entre todas as curvas de fluxo e de viscosidade, com exceção das dos fluidos F9, F10, F11, F12, F13, F14, F15 e F16, apresentadas na Figura 19, que apresentaram uma curva mais aberta em comparação as demais. Para esses fluidos foram obtidos maiores valores de propriedades reológicas, já que apresentaram maiores concentrações de viscosificante (que tem como principal função conferir viscosidade aos fluidos) e redutor de filtrado (que como foi dito no item 4.2.2, a partir de um certa concentração começa agir também como viscosificante), justificando assim o comportamento observado nas curvas de fluxo e de viscosidade destes fluidos.

A variação das concentrações estudadas dos aditivos, bem como o envelhecimento dos fluidos de perfuração selecionados, não apresentaram influências no seu comportamento reológico, apresentando todos os fluidos comportamento característico de fluidos pseudoplásticos.

Os coeficientes de determinação ( $R^2$ ), os índices de comportamento de fluxo ( $n$ ) e os índices de consistência do fluido ( $K$ ) obtidos a partir das equações das curvas dos fluidos desenvolvidos estão apresentados nas Tabelas 22 e 23.

Tabela 22: Coeficiente de Determinação ( $R^2$ ), Índice de Comportamento de Fluxo ( $n$ ) e Índice de Consistência do Fluido ( $K$ ) dos Fluidos Estudados Antes do Envelhecimento.

<b>Fluido</b>	<b><math>R^2</math></b>	<b><math>n</math></b>	<b><math>K</math> (Pa.s<sup><math>n</math></sup>)</b>
<b>F1</b>	0,999	0,484	1,456
<b>F2</b>	0,999	0,501	1,311
<b>F3</b>	0,999	0,493	1,583
<b>F4</b>	0,999	0,491	1,614
<b>F5</b>	0,998	0,493	1,369
<b>F6</b>	0,999	0,503	1,444
<b>F7</b>	0,999	0,489	1,620
<b>F8</b>	0,999	0,482	1,643
<b>F9</b>	0,999	0,458	2,244
<b>F10</b>	0,999	0,427	4,017
<b>F11</b>	0,999	0,412	6,299
<b>F12</b>	0,999	0,440	2,641
<b>F13</b>	0,999	0,514	1,956
<b>F14</b>	0,999	0,510	2,681
<b>F15</b>	0,999	0,478	1,473
<b>F16</b>	0,999	0,483	1,138
<b>F17</b>	0,999	0,480	1,712
<b>F18</b>	0,999	0,474	1,941
<b>F19</b>	0,999	0,465	1,904
<b>F20</b>	0,999	0,473	1,627
<b>F21</b>	0,999	0,491	1,573
<b>F22</b>	0,997	0,539	1,312
<b>F23</b>	0,999	0,485	1,863
<b>F24</b>	0,999	0,504	1,535
<b>F25</b>	0,999	0,500	1,567
<b>F26</b>	0,999	0,512	1,355
<b>F27</b>	0,999	0,493	1,522
<b>F28</b>	0,999	0,494	1,565
<b>F29</b>	0,999	0,491	1,188
<b>F30</b>	0,999	0,498	1,198
<b>F31</b>	0,999	0,406	3,566
<b>F32</b>	0,999	0,455	2,178
<b>F33</b>	0,999	0,476	1,738
<b>F34</b>	0,998	0,485	1,811
<b>F35</b>	0,999	0,420	3,099
<b>F36</b>	0,979	0,519	1,400

Tabela 23: Coeficiente de Determinação ( $R^2$ ), Índice de Comportamento de Fluxo ( $n$ ) e Índice de Consistência do Fluido ( $K$ ) dos Fluidos Estudados Após Envelhecimento nas Temperaturas de  $\approx 38$  °C (100 °F),  $\approx 66$  °C (150 °F) e  $\approx 93$  °C (200 °F).

Fluido	$R^2$	$n$	$K(\text{Pa}\cdot\text{s}^n)$
F3 ( $\approx 38$ °C)	0,997	0,475	1,224
F3 ( $\approx 66$ °C)	0,997	0,464	1,455
F3 ( $\approx 93$ °C)	0,999	0,479	1,611
F17 ( $\approx 38$ °C)	0,997	0,468	1,235
F17 ( $\approx 66$ °C)	0,995	0,458	1,320
F17 ( $\approx 93$ °C)	0,997	0,477	1,557
F18 ( $\approx 38$ °C)	0,998	0,585	1,175
F18 ( $\approx 66$ °C)	0,999	0,516	0,854
F18 ( $\approx 93$ °C)	0,998	0,444	2,232
F21 ( $\approx 38$ °C)	0,997	0,481	1,310
F21 ( $\approx 66$ °C)	0,995	0,467	1,232
F21 ( $\approx 93$ °C)	0,997	0,437	2,118
F28 ( $\approx 38$ °C)	0,997	0,476	1,176
F28 ( $\approx 66$ °C)	0,998	0,463	1,586
F28 ( $\approx 93$ °C)	0,999	0,510	1,090
F32 ( $\approx 38$ °C)	0,995	0,477	1,157
F32 ( $\approx 66$ °C)	0,995	0,486	1,229
F32 ( $\approx 93$ °C)	0,998	0,430	2,345
F33 ( $\approx 38$ °C)	0,998	0,484	1,231
F33 ( $\approx 66$ °C)	0,996	0,477	1,192
F33 ( $\approx 93$ °C)	0,994	0,445	2,006
F35 ( $\approx 38$ °C)	0,998	0,495	1,585
F35 ( $\approx 66$ °C)	0,998	0,494	1,297
F35 ( $\approx 93$ °C)	0,995	0,441	2,625

O coeficiente de determinação ( $R^2$ ) de todos os fluidos foi em média de 0,99; valor muito próximo de 1, o que representa uma ótima correlação dos dados experimentais com o modelo matemático proposto.

O índice do comportamento de fluxo ( $n$ ) foi em torno de 0,49. Esse índice indica o quanto o comportamento de fluxo do fluido se afasta do comportamento Newtoniano; fluidos com valores próximos da unidade apresentam comportamento próximo de um fluido Newtoniano.

O índice de consistência do fluido ( $K$ ) variou de 0,854 para o fluido F18 envelhecido na temperatura de  $\approx 66$  °C (150 °F) a 6,299 para o fluido F11 sem envelhecimento. Esse índice, por sua vez, indica o grau de resistência do fluido ao escoamento; quanto maior o valor de  $K$ , maior a sua resistência ao escoamento e,



portanto, maior a sua viscosidade. O fluido F11 apresenta em sua formulação uma maior concentração de viscosificante e de redutor de filtrado, justificando assim o maior valor do índice de consistência observado.

## CAPÍTULO 5

---

### 5. CONCLUSÕES

Com o objetivo de avaliar o uso de aditivos nacionais no desenvolvimento de fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo, que possam ser empregados sob condições de altas temperatura e pressão e através dos resultados obtidos, conclui-se que:

- a partir dos resultados de caracterização dos aditivos, observou-se que todos os aditivos nacionais estudados apresentaram temperatura de decomposição muito superiores à temperatura máxima utilizada no envelhecimento dos fluidos, ou seja,  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ou  $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ , e próximas, e em alguns casos, superiores às apresentadas pelos aditivos utilizados como Padrão;
- de acordo com a influência do anti-espumante, 6 gotas ou  $0,084\text{ g} / 350\text{ mL}$  de água no início da preparação do fluido foi a melhor concentração do aditivo, sendo suficiente para a obtenção de fluidos com uma menor formação de espuma;
- o redutor de filtrado, a partir da concentração de  $3,5\text{ g} / 350\text{ mL}$  de água age como viscosificante, aumentando significativamente os valores das viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e força-gel, sendo  $3,0\text{ g} / 350\text{ mL}$  de água a concentração adequada deste aditivo, promovendo melhores resultados de propriedades reológicas e de filtração;
- todos os fluidos apresentaram excelentes valores de coeficientes de lubricidade, comprovando que a presença do lubrificante melhora a lubricidade dos fluidos, promovendo melhores coeficientes de lubricidade, e a menor concentração estudada ( $1,0\%$ ) foi suficiente para promover uma lubricidade adequada aos fluidos;

- a espessura do reboco apresentada foi pequena para todos os fluidos, característica de fluidos poliméricos;
- os fluidos desenvolvidos apresentaram comportamentos reológico e de lubricidade próximos aos fluidos Padrão;
- os valores de volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos estudados, embora estejam muito próximos, ainda estão acima dos valores apresentados pelos fluidos Padrão;
- o fluido F3 apresentou melhores resultados de propriedades reológicas, de filtração e de lubricidade antes do envelhecimento;
- os fluidos submetidos ao envelhecimento nas temperaturas de  $\approx 38\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $100\text{ }^{\circ}\text{F}$ ),  $\approx 66\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $150\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) e  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ) apresentaram valores de volume de filtrado e coeficiente de lubricidade melhores que os obtidos para os fluidos Padrão;
- os fluidos desenvolvidos apresentaram melhor estabilidade térmica que os fluidos Padrão, apresentando menores perdas das propriedades reológicas e
- todos os fluidos estudados antes e após envelhecimento apresentaram comportamento de fluidos pseudoplásticos.

Em geral, foram desenvolvidos com êxito fluidos de perfuração aquosos formulados a partir de aditivos nacionais com desempenho próximo, e em alguns casos, superior aos aditivos utilizados para os fluidos Padrão que, na maioria dos casos, utilizam aditivos importados. Os fluidos desenvolvidos apresentaram desempenho próximo aos fluidos Padrão antes do envelhecimento. Após envelhecimento, os fluidos desenvolvidos apresentaram resultados promissores, visto que foi observada uma maior estabilidade térmica em comparação com os fluidos Padrão, com menores perdas das propriedades reológicas. Com isso, os excelentes resultados obtidos indicam que os fluidos F3, F17, F18, F21, F28, F32, F33 e F35 são estáveis a altas temperatura e pressão, podendo ser utilizados em poços que atinjam temperaturas de até  $\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $200\text{ }^{\circ}\text{F}$ ).

## SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

---

Abaixo, encontram-se relacionadas algumas perspectivas de estudos futuros, que se dispõem como extensão deste trabalho de tese.

1- Avaliação de inibidores de argilas expansivas em fluidos de perfuração base água através do estudo de grau de inchamento de argilas por ensaios de *Linear Swell Meter* – LSM.

2- Estudos de toxicidade de aditivos para fluidos de perfuração, para obtenção de fluidos que sejam ambientalmente seguros.

3- Estudo de temperaturas de envelhecimento superiores à  $\approx 93^{\circ}\text{C}$  ( $200^{\circ}\text{F}$ ) para desenvolvimentos de fluidos que possam ser utilizados em perfurações mais profundas.

4- Desenvolvimento de fluidos de perfuração de alto desempenho, a partir de aditivos nacionais, que sejam ambientalmente seguros e que possam ser utilizados sob condições de altas temperatura e pressão.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

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

AMORIM, L. V., **Notas de aula de engenharia de poço**, UFCG, 2008.

ANÔNIMO, **Classifications of Fluids Systems**, World Oil, June, p. 87-90, 2000.

API, Norma API – *American Petroleum Institute - Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids 13B-1*, novembro, 2003.

ARAÚJO, T. A., FARIAS, 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**. In: VI Congresso de Engenharia Química Em Iniciação Científica, Campinas, SP, 2005.

BARBOSA, M. I. R., **Bentonitas Aditivadas com Polímeros para Aplicação em Fluidos de Perfuração**, Dissertação de Mestrado em Engenharia de Materiais, CCT/ UFCG, Campina Grande, Setembro de 2006.

BLEIER, R., LEUTERMAN, A.J.J., STARK, C.L., **Drilling Fluids: Making Peace with the Environment**. In: 67<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, SPE 24553, Washington, DC, USA, 4-7 October, 1992.

BOURGOYNE Jr, A.T., MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E., YOUNG Jr, F.S., **Applied Drilling Engineering**. 2 ed. Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers, 1991.

BURKE, C.J e VEIL, J.A., **Synthetic – Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses**, Oil e Gás Journal 27, 59-64, 1995.

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

CAMPBELL, J.A., **An E&P Industry Perspective on Acceptability Criteria for the Marine Discharge of Cuttings Drilled with Synthetic Based Drilling**. In: *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 46704, Caracas, Venezuela, 7-10 June, 1998.

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

DUARTE, Ricardo Gomes. **Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para Estudos de Estabilidade de Poços**. Dissertação de mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil. 2004.

DURRIEU, J., ZURDO, C., BENAÏSSA, S., CLARK, D., **Environmentally Friendly Invert Fluid Systems with Enhanced Rate of Biodegradation**. In: *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, SPE 61212, Stavanger, Norway, 26-28 June, 2000.

ECONOMIDES, M.J., WATTERS, L.T., DUNN-NORMAN, S., **Petroleum Well Construction**. 1 ed., New York, John Wiley & Sons, 1998.

ENGLAND, A.A., Chevron Services Co., **The Characterization of a Drilling Fluid Additive**, In: SPE/IADC Drilling Conference, 28 February-2 March, Dallas, Texas Copyright 1988.

ENRIGHT, D.P., PERRICONE, A.C., LUCAS, J.M., **Vinyl Sulfonate Copolymers for High Temperature Filtration Control of Water-Base Muds** SPE/IADC 13455 In: Drilling Conference in New Orleans, Louisiana, 1992.

EPA, 40 CFR Part 435, **Effluent Limitation Guidelines and New Source Performance Standards for Synthetic-Based and Other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category**; Proposed Rule, February 3, 1999.

FARIAS, K.V., **Influência de Umectante Aniônico na Reologia e Espessura de Reboco de Fluidos Hidroargilosos**, Dissertação de Mestrado, Mestrado em Engenharia Química, CCT/UFMG, Campina Grande, Novembro de 2003.

FAULDS, E.C., **The U.K. Offshore Operators Drill Cuttings Initiative: New Ways of Seeking Solutions**, In: 1999 Offshore Europe Conference, SPE 56966, Aberdeen, Scotland, 7-9 September, 1999.

FELIX, T. F., ARRUDA, J. T., MEDEIROS, A. C. R., GARCIA, R. B., **Fluidos de Perfuração à Base de Água: Avaliação da Lubricidade e Controle de Inchamento de Argilas**, In: III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços, Campos do Jordão – SP, 07 a 10 de Junho de 2009.

FOSTER, M. D., **Geochemical studies of clay minerals. (II) Relation between ionic substitution and swelling in montmorillonite**. Amer. Miner 38, pg. 994, 1953.

FRIEDHEIM, J.E., SHINNIE, J.R., **New Oil-Base Mud Additive Reduces Oil Discharged on Cuttings**. In: IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 21941, Amsterdam, Holanda, 1991.

FRIEDHEIM, J.E., CONN, H.L., **Second Generation Synthetic Fluids in the North Sea: Are They Better**. In: IADC/SPE Drilling Conference, IADC/SPE 35061, New Orleans, USA, 12-15 March, 1996.

GIRÃO, J.H.S., Contatos Pessoais, UFRN, 2006.

HALL, J.A., **Ester Based Drilling Fluids – Still the Best Environmental Option**, Baroyd Discussion Paper, Aberdeen, United Kingdom, 2001.

HENDRIKS, R.V., **Monitoring of Atmospheres Associated With Oil-Based Drilling Fluids**, In: Second International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, SPE 27212, Jakarta, Indonesia, 25-27 January, 1994.

JACHNIK, R.P., **Variance in environmental legislation. Cause and effect on Drilling Fluid Research and Use**. SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico, SPE 28740, Veracruz, Mexico, 10-13 October 1994.

KHONDAKER, A. N., **Modeling the Fate of Drilling Waste in Marine Environment – an Overview**, *Computers & Geosciences*, 26 pp. 531-540, 2000.

LUMMUS, J.L e AZAR, J.J., **Drillings Fluids Optimization A Pratical Field Approach**, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.

MACHADO J. C. V., **Reologia e Escoamento de Fluidos**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2002.



MCFARLANE, K., NGUYEN, V.T., **The deposition of Drill Cuttings on Seabed**, In: First International Conference on Health, Safety and Environment, SPE 23372, The Hague, Netherlands, 10-14 November, 1991.

MEDEIROS, R. C. A., **Estudo do Coeficiente de Lubricidade de Fluidos de Perfuração à Base de Água**. Monografia. Graduação em Engenharia de Materiais, UFCG, Campina Grande, 2009.

MEINHOLD, A.F., **Environmental Assessment of Drilling Fluids Used Offshore**, Journal of Petroleum Technology november, 34-35, 1999.

MELO, K. C., **Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água**. Dissertação de Mestrado. Mestrado em Engenharia Química, UFRN, Natal, RN, setembro, 2008.

MÉLO, T.J.A ., Notas de aula do curso de Reologia, UAEMa/CCT/UFCG, 2005.

MMS, **Offshore Stats, Year end 2000**. In: U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Engineering & Operations Division, Operations Analysis Branch, Washington, D.C., 2001.

MORTON K., Chevron Energy Technology Co.; B. Bomar, M. Schiller, J. Gallet and S. Azar, Chevron Exploration Production Co.; W. Dye, K. Daugereau, N. Hansen, M. Otto, R. Leaper and L. Shoults, Baker Hughes Drilling Fluids, **Selection and Evaluation Criteria for High-Performance Drilling Fluids**, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas 2005.

PANDOLFELLI, V.C. *et al.* **Dispersão e Empacotamento de Partículas**. Editora Fazendo Arte, São Paulo, 2000.

PEREIRA, E., **Química dos Polímeros e Aplicações – Parte IV**, Disponível em: [www.systemmud.com.br](http://www.systemmud.com.br), acesso em: dezembro, 2006a.

PEREIRA, E., **Uso de Inibidores de Argilas como Solução de Problemas em Sondagem**, Disponível em: [www.systemmud.com.br](http://www.systemmud.com.br), acesso em: novembro, 2006b.

PETROBRAS, **Ensaio de Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo**, Método, N-2605, 1998.

RAMIREZ, M. A.; MOURA, E.; LUNA, E.; ARAGAO, A.; TAIRA, H.; **HPWBM as a Technical Alternative to Drill Challenging Wells Project: Lessons Learned in Deepwater Brazil**. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 2007.

RODRIGUES, J. A.; LACTHER, E. E.; SÁ, C. H.; MELLO, M.; NASCIMENTO, R. S. V.; **New Multifunctional Polymeric Additives for Water- Based Muds**, In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Santo Antonio, Texas, 2006.

SCHAFFEL, S. B. , **A Questão Ambiental na Etapa da Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil**, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, 2002.

STEFAN, P., **Métodos de Ensaio de Argilas e Bentonitas para Fluidos de Perfuração**, Cerâmica 12 (47/48), 266, 1966.

TEHRANI, M. A.; POPPLESTONE, A.; GUARNERI, A. e CARMINATI, S.; **Water-Based Drilling Fluid for HP/ HT Applications**. In: International Symposium on Oilfield Chemistry, Texas, USA, 2007.

TRENERY, J.; MULLEN, G.; **Water-based Fluid Performs Like Oil-based Mud**. Disponível em <http://www.eandpnet.com/area/exp/744.htm>. Acesso em fevereiro de 2008.

THOMAS J.E., **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

VAN DYKE, **Drilling Fluids**. Rotary Drilling Series, Unit II, Lesson 2. First Edition, Austin, Texas, 2000.

VEIGA, L.F., **Estudo da Toxicidade Marinha de Fluidos de Perfuração de Poços de Óleo e Gás**. Dissertação de Mestrado, UFF, Niterói, Rio de Janeiro, 1998.

VIDAL, E. L. F.; FÉLIX, T. F.; GARCIA, R. B. ; COSTA, M. GIRÃO, J. H. S.; **Aplicação de Novos Polímeros Catiônicos como Inibidores de Argila Em Fluidos de Perfuração à Base de Água**. In: 4º PDPETRO, Campinas, SP, 2007.

YOUNG, S. e RAMSES, G. **Drilling Performance and Environmental Compliance – Resolution of Both With a Unique Water-Based Fluid**; In: Indian Drilling Technology Conference and Exhibition, Mumbai, Índia, 2006.

WILLIAM, Dye e d' AUGEREAU, Ken., **New Water-Based Mud Balances High-Performance Drilling and Environmental Compliance**, Drilling & Completion, 2006.

WHITTAKER, A. **Theory and Application of Drilling Fluid Hydraulics**. IHRDC, Boston, 198p, 1985.