



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA  
E ENGENHARIA DE MATERIAIS**

**OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE FLUIDOS AQUOSOS ALTAMENTE INIBIDOS**

Raquel Santos Leite

Campina Grande  
Agosto/2014

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA  
E ENGENHARIA DE MATERIAIS**

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE FLUIDOS AQUOSOS ALTAMENTE INIBIDOS

Raquel Santos Leite

Dissertação apresentada ao Programa de Pós  
Graduação em Ciência e Engenharia de  
Materiais como requisito parcial à obtenção do  
título de MESTRE EM CIÊNCIA E  
ENGENHARIA DE MATERIAIS

Orientador: Dra. Luciana Viana Amorim

Agência Financiadora: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP.

Campina Grande

Agosto/2014

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

L533o| Leite, Raquel Santos.  
Otimização de sistemas de fluidos aquosos altamente inibidos / Raquel Santos Leite. – Campina Grande, 2014.  
92 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2014.

"Orientação: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Luciana Viana Amorim".

Referências.


1. Fluidos de Perfuração. 2. Propriedades Reológicas. 3. Propriedades de Filtração. 4. Inibição. I. Amorim, Luciana Viana. II. Título.

CDU 622.24(043)

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS DE FLUIDOS AQUOSOS ALTAMENTE INIBIDOS

RAQUEL SANTOS LEITE

Dissertação Aprovada em 27/08/2014 pela banca examinadora constituída dos seguintes membros:



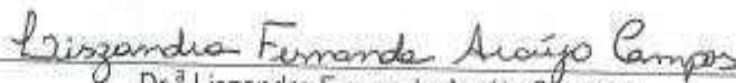
---

Dr.<sup>a</sup> Luciana Viana Amorim  
(Orientadora)  
PPG-CEMat/UAEM/UFCC



---

Dr. Hélio de Lucena Lira  
(Examinador Interno)  
PPG-CEMat/UAEMa/UFCC



---

Dr.<sup>a</sup> Lizandra Fernanda Araújo Campos  
(Examinadora Externa)  
DEMat/UFCC

“Há duas formas para viver a vida: Uma é acreditar que não existe milagre. A outra é acreditar que todas as coisas são um milagre.”

*(Fernando Pessoa)*

## AGRADECIMENTOS

Ao meu Deus, por ter me concedido o dom da vida, por nunca desistir de mim, por me dar forças a cada amanhecer para enfrentar os obstáculos da vida. A ti, agradeço pelas graças que são derramadas em minha vida e pela realização de mais um sonho.

Aos meus pais, Roberto e Maria José, amores incondicionais, por todos os ensinamentos e educação que me passaram. Em especial a minha mãe, que nunca me fez desistir, sempre acreditou na minha capacidade e na minha vitória. Qualquer tipo de agradecimento será insuficiente para expressar o amor e gratidão que sinto por tudo que fazes por mim.

Ao meu noivo e futuro esposo, Filipe Almeida, por entender minha ausência nos últimos tempos, pelo incentivo, apoio e companheirismo, sempre com amor e paciência.

Aos meus irmãos, Nivaldo, Amancio e Rafaella, por compartilharem comigo momentos de alegria e desânimo.

Aos meus amados sobrinhos, Pedro e Lucas, por tornarem meus dias mais felizes e divertidos.

A minha orientadora, Luciana Amorim, pelas oportunidades concedidas a mim ao longo de 6 anos de trabalho, pela dedicada orientação, pela paciência, por todos os ensinamentos passados, conselhos, contribuições, por ser exemplo de profissional e pelos bons momentos de descontração. Obrigada por todos esses anos de convívio que me fizeram crescer muito, tanto profissionalmente quanto pessoalmente.

A todos os meus amigos, em especial a Tamires, Luana, Rayssa e Quetura, pelas orações, pela amizade, por proporcionarem bons momentos de descontração e por sempre estarem presentes na minha vida.

Aos participantes da banca examinadora, Prof. Hélio de Lucena Lira e a Profa. Lizandra Fernanda, pelas contribuições prestadas.

Ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, em especial aos Prof. Gelmires de Araújo e Prof. Romualdo Rodrigues e à secretária Márcia, pela atenção, disponibilidade e gentileza.

À todos que fazem parte do grupo de fluidos de perfuração - PeFLab, especialmente a minha amiga Caline, pela amizade e por sempre estar disposta a aconselhar, a incentivar, e a compartilhar meus momentos de alegria e incerteza, a Karine pelas conversas e incentivo e a Ana Paula pela ajuda na parte experimental no início do projeto,.

Ao LABDES – Laboratório de Referência em Dessalinização, pela infraestrutura cedida para realização deste trabalho.

Às empresas BUN – Bentonit União Nordeste, em especial a Fábio Leite da Silva, pelo fornecimento da amostra de argila bentonita e à empresa *System Mud an Imdex Limited Company* pelo fornecimento das amostras de aditivos.

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 e Rose.

Ao IBP-Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, a ANP – Agência Nacional do Petróleo, ao CNPq/ CTPETRO, a FINEP e ao MCT, pelo suporte financeiro e apoio à pesquisa.

Enfim, a todos aqueles que embora não nomeados, de alguma forma contribuíram para realização deste trabalho.

***CURRICULUM VITAE***

Engenheira de Materiais pela Universidade Federal de Campina Grande -  
UFCG (2012).



## **PUBLICAÇÕES SOBRE O TEMA DA DISSERTAÇÃO**

### **Trabalhos publicados em anais de congressos**

**LEITE, R. S.**, DANTAS, A. P. T., AMORIM, L.V. Avaliação das Propriedades de Filtração de Fluidos de Perfuração Inibidos. In: 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO), 2013, Aracaju, SE.

DANTAS, A. P. T., **LEITE, R. S.**, AMORIM, L.V. Influence of additives CMC HV, starch and calcite in rheological behavior of inhibited drilling fluids. In: 22<sup>nd</sup> International Congress of Mechanical Engineering (COBEM), 2013, Ribeirão Preto, SP.

### **Trabalhos aceitos para publicação em anais de congressos**

**LEITE, R. S.**, AMORIM, L. V. Aplicação do Planejamento Experimental no Estudo das Propriedades de Filtração de Fluidos de Perfuração Aquosos. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 2014, RIO DE JANEIRO, RJ.

**LEITE, R. S.**, AMORIM, L. V. Influência do inibidor de expansão de argila nas propriedades de filtração de fluidos de perfuração aquosos. In: 21º Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos Materiais (CBECIMAT), 2014, Cuiabá, MT.

## RESUMO

Os fluidos inibidos são empregados na perfuração de folhelhos hidratáveis para evitar que as argilas encontradas sejam hidratadas e causem prisão de ferramentas. O conhecimento das propriedades de filtração dos fluidos é importante durante a perfuração de poços, uma vez que o controle dessas propriedades garante menos problemas de perfuração e melhora a produtividade dos poços. Assim, este trabalho teve como objetivo estudar e aperfeiçoar as propriedades de filtração de fluidos aquosos, inibidos com sal de potássio isentos de cloro (citrato de potássio), visando sua aplicação na perfuração de formações argilosas e folhelhos hidratáveis e dispersivos. Para tanto, foram estudados fluidos de perfuração com e sem adição do inibidor citrato de potássio. Foram determinadas as propriedades reológicas (viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), limite de escoamento (LE) e força gel (FG)), filtração (volume de filtrado (VF), *spurt loss* (SL), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (k)) e o poder de inibição (ensaios de dispersibilidade e o teste de inibição de bentonita) dos fluidos estudados. De acordo com os resultados obtidos conclui-se que os fluidos estudados apresentaram comportamento pseudoplástico e a adição do citrato de potássio ao fluido não ocasionou mudança no comportamento pseudoplástico dos fluidos. Concluiu-se ainda, que o uso conjunto dos aditivos amido, CMC BV e calcita reduz de forma mais efetiva as propriedades de filtração dos fluidos de perfuração estudados e que as propriedades de filtração dos fluidos inibidos com citrato de potássio foram otimizadas, uma vez que os valores de VF obtidos foram inferiores ao do fluido tido como base. As formulações que apresentaram eficientes propriedades de filtração e inibição foram preparadas com altas concentrações de citrato de potássio. As mesmas apresentaram baixos valores de VF e menores valores de SL.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração, propriedades reológicas, propriedades de filtração, inibição.

## ABSTRACT

The inhibited fluids are used in drilling hydratable shales, to prevent found clays to be hydrated and cause stuck tools. The knowledge of the filtration properties of the fluids is important during drilling, since the control of these properties ensures less drilling problems and improves well productivity. This work aimed to study and improve the filtration properties of aqueous fluids inhibited with potassium salt chlorine-free (potassium citrate), for their application in drilling hydratable and dispersive clays and shales. For this purpose, the drilling fluids with and without addition of the inhibitor potassium citrate were studied. It was determined the rheological properties (apparent viscosity (AV), plastic viscosity (PV), yield limit (YL) and gel strength (GS)), filtration (filtrate volume (FV), spurt loss (SL), cake thickness (CT) and permeability (k)) and the inhibition power (dispersibility test and the bentonite inhibition test) of the studied fluids. According to the obtained results it was concluded that the study fluids showed pseudoplastic behavior and addition of potassium citrate to the fluid did not cause changes in the pseudoplastic behavior of fluids. It was concluded that the combined use of additives starch, CMC LV and calcite reduces more effectively the filtration properties of drilling fluids studied and the filtration properties of the fluids inhibited with potassium citrate were optimized since the FV values obtained were lower than the considered base fluid. The formulations which showed efficient filtration and inhibition properties were prepared with high concentrations of potassium citrate. They have presented low values of FV and lower values of SL.

Keywords: drilling fluids, rheology properties, filtration properties, inhibition.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluido de perfuração argiloso.....	6
Figura 2 - Fluido de perfuração polimérico.....	20
Figura 3 - Esquema das zonas observadas durante a filtração de fluidos de perfuração.....	32
Figura 4 - Estrutura química da carboximetilcelulose.....	35
Figura 5 - Estrutura da amilose (a) e estrutura da amilopectina (b). ....	36
Figura 6 - Fluxograma com as etapas realizadas no desenvolvimento da pesquisa. .....	43
Figura 7 - Agitadores <i>Hamilton Beach</i> .....	45
Figura 8 - Viscosímetro Fann 35A.....	47
Figura 9 - Filtro prensa API. ....	47
Figura 10 - Extensômetro.....	49
Figura 11 - Argila Brasgel PA .....	51
Figura 12 - Curvas de fluxo dos fluidos aquosos: (a) Fluidos F1, F2, F3 e F4; (b) F5, F6, F7 e F8 e (c) F9, F10 e F11.....	53
Figura 13 - Superfícies de resposta para VA, fixando: (a) concentração de calcita em 12,5 g/350 mL de água e (b) concentração de amido em 12 g/350 mL de água.....	61
Figura 14 - Superfícies de resposta para VP, fixando: (a) concentração de calcita em 12,5 g/350 mL de água e (b) concentração de amido em 12 g/350 mL de água.....	61
Figura 15 - Superfícies de resposta para LE, fixando: (a) concentração de calcita em 12,5 g/350 mL de água e (b) concentração de amido em 12 g/350 mL de água.....	62
Figura 16 - Superfícies de resposta para FG, fixando: (a) concentração de calcita em 12,5 g/350 mL de água e (b) concentração de amido em 12 g/350 mL de água.....	63
Figura 17 - Superfícies de resposta para VF, fixando: (a) concentração de CMC BV em 0 g/350 mL de água e (b) concentração de calcita em 25 g/350 mL de água.....	63

Figura 18 - Superfícies de resposta para ER, fixando: (a) concentração CMC BV em 0 g/350 mL de água e (b) concentração de calcita em 25 g/350 mL de água.	64
Figura 19 - Superfícies de resposta para k, fixando: (a) concentração CMC BV em 0 g/350 mL de água e (b) concentração de calcita em 25 g/350 mL de água.....	64
Figura 20 - Gráfico $VF \times \sqrt{t}$ para as formulações estudadas. ....	65
Figura 21 - Curvas de fluxo dos fluidos inibidos: (a) Fluidos F6A, F6B, F6C e F6D; (b) F7A, F7B, F7C e F7D e (C) F8A, F8B, F8C e F8D.....	69
Figura 22 - Curvas de <i>spurt loss</i> dos fluidos inibidos: (a) F6A, F6B, F6C e F6D, (b) F7A, F7B, F7C e F7D e (c) F8A, F8B, F8C e F8D.....	73
Figura 23 - Teste de inibição bentonítica em relação à argila Brasgel PA para os fluidos F8A (15g de citrato de potássio), F8B (20g de citrato de potássio), F8C (25g de citrato de potássio) e F8D (30g de citrato de potássio).....	75
Figura 24 - Ensaio de dispersibilidade para os fluidos inibidos e fluido sem a presença de inibidor (FSI).....	77
Figura 25 - Aspecto da fração recuperada da argila após a realização da lavagem no ensaio de dispersibilidade para os fluidos (a) F8A, (b) F8B, (c) F8C, (d) F8D e (e) FSI.....	78

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Níveis codificados e valores reais das variáveis de entrada do planejamento experimental empregado. ....	44
Tabela 2 - Matriz de planejamento experimental.....	44
Tabela 3 - Formulações dos fluidos de perfuração. ....	45
Tabela 4 - Formulações dos fluidos inibidos. ....	50
Tabela 5 - Equações e parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos aquosos estudados.....	55
Tabela 6 - Valores da viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (k) dos fluidos estudados. ....	56
Tabela 7 - Análise de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados da viscosidade aparente (VA), da viscosidade plástica (VP), do limite de escoamento (LE), do volume de filtrado (VF), da espessura do reboco (ER) e da permeabilidade do reboco (k) dos fluidos estudados para o planejamento experimental empregado.....	60
Tabela 8 - Equações, parâmetros e valores de <i>spurt loss</i> dos fluidos aquosos...	66
Tabela 9 - Equações e parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos inibidos estudados. ....	70
Tabela 10 - Valores da viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (k) dos fluidos inibidos estudados. ....	71
Tabela 11 - Equações, parâmetros e valores de <i>spurt loss</i> (SL) dos fluidos de perfuração inibidos.....	74
Tabela 12 - Valores de dispersibilidade para os fluidos inibidos e fluido sem a presença de inibidor (FSI). ....	77

## LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

ANOVA - análise de variância

API - *American Petroleum Institute*

B1 - raio do cilindro interno (viscosímetro)

BUN - Bentonit União Nordeste LTDA

CMC BV - carboximetilcelulose de baixa viscosidade

D - dispersibilidade

ER - espessura de reboco

F1 - constante da mola (viscosímetro)

FG - força gel,  $N/m^2$

FSI - fluido sem inibidor

IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

K - índice de consistência do fluido

k - permeabilidade, mD

LABDES – Laboratório de Referência em Dessalinização

LE - limite de escoamento,  $N/m^2$

L3 - leitura do viscosímetro a 3 rpm

n - índice de comportamento de fluxo

PEFLAB - Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração

PRH - Programa de Recursos Humanos

r - coeficiente de correlação

R1 - raio do cilindro externo

$R^2$  - coeficiente de determinação

VA - viscosidade aparente

VF - volume de filtrado

VP - viscosidade plástica

SL- *spurt loss*

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
1.2	Objetivos .....	18
1.2.1	<i>Objetivo geral .....</i>	18
1.2.2	<i>Objetivos específicos.....</i>	18
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>19</b>
2.1	Fluidos de perfuração .....	19
2.1.1	<i>Aditivos em fluidos de perfuração.....</i>	21
2.1.2	<i>Fluidos de perfuração inibidos.....</i>	23
2.1.2.1	Desenvolvimento de fluidos inibidos.....	25
2.2	Comportamento de filtração dos fluidos de perfuração.....	29
2.2.1	<i>Mecanismo de obstrução.....</i>	31
2.2.2	<i>Problemas decorrentes da elevada taxa de filtração .....</i>	33
2.2.3	<i>Aditivos para controle da filtração.....</i>	34
2.3	Estudos relacionados às propriedades de filtração dos fluidos aquosos .....	36
<b>3</b>	<b>MATERIAL E MÉTODOS.....</b>	<b>41</b>
3.1	Materiais .....	41
3.1.1	<i>Fluidos de perfuração.....</i>	41
3.1.2	<i>Argila bentonítica.....</i>	41
3.2	Métodos .....	42
3.2.1	<i>PARTE I: Estudo dos fluidos aquosos sem inibidor.....</i>	43
3.2.1.1	Planejamento experimental .....	43
3.2.1.2	Preparação dos fluidos de perfuração .....	44
3.2.1.3	Estudo reológico.....	46
3.2.1.4	Volume de filtrado.....	47
3.2.1.5	Filtrado inicial ( <i>spurt loss</i> ).....	48
3.2.1.6	Espessura de reboco.....	48
3.2.1.7	Permeabilidade do reboco.....	49
3.2.2	<i>PARTE II: Estudo dos fluidos aquosos inibidos.....</i>	49
3.2.2.1	Preparação dos fluidos de perfuração .....	49



3.2.2.2	Determinação das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos inibidos.....	51
3.2.2.3	Teste de dispersibilidade.....	51
3.2.2.4	Teste de inibição de bentonita.....	52
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>53</b>
4.1	Fluidos aquosos sem inibidor.....	53
4.1.1	<i>Conclusões parciais.....</i>	67
4.2	Fluidos aquosos inibidos.....	68
4.2.1	<i>Conclusões parciais .....</i>	79
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES FINAIS .....</b>	<b>81</b>
	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>82</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>83</b>

---

## 1 INTRODUÇÃO

O processo de perfuração de poços é de extrema importância na indústria de petróleo. Nesse processo, são usados fluidos de perfuração que devem garantir uma perfuração rápida, segura e sem dano à formação rochosa (MORENO, 2006).

Segundo Amorim (2005), os fluidos de perfuração são comumente chamados de lamas e podem ser conceituados como composições frequentemente líquidas, com diversas funções, destinados a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo.

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).

Fluidos aditivados com inibidores de argila são denominados fluidos de perfuração inibidos, e são empregados na perfuração de poços com folhelhos hidratáveis para evitar que as argilas encontradas sejam hidratadas e provoquem prisão de ferramentas, desmoronamentos e incorporação de sólidos perfurados ao fluido, modificando suas propriedades (FELIX et al, 2007).

Os fluidos inibidos são programados para perfurar rochas de elevado grau de atividade na presença de água doce. Uma rocha é dita ativa quando interage quimicamente com a água, tornando-se plástica, expansível, dispersível ou, até mesmo, solúvel. São adicionados aos fluidos inibidos produtos químicos, tais como eletrólitos e/ou polímeros, para retardar ou diminuir estes efeitos (THOMAS, 2001).

Durante a perfuração de um poço de petróleo em condições sobre balanceadas (pressão no interior do poço superior à pressão de poros da rocha), o contato do fluido de perfuração com as formações rochosas permeáveis expostas pela broca, promove a formação de uma camada de partículas sólidas úmidas sobre as paredes do poço, denominada de reboco. O processo de invasão da fase líquida do fluido, devido ao diferencial de pressão positivo entre o poço e a formação, seguida de depósito do reboco sobre as paredes do poço, é conhecido por filtração.

Este processo tem importância fundamental no sucesso da perfuração e da completção do poço (DARLEY et al, 2011; BOURGOYNE, 1986).

Ao passo que uma fração do fluido de perfuração tende a invadir formações permeáveis, os sólidos suspensos que não são absorvidos se acumulam na parede do poço, formando uma barreira com permeabilidade relativamente baixa através da qual apenas o filtrado passa. Esta barreira, chamada de reboco, deve ser mantida com baixa permeabilidade para que o poço permaneça estável e para minimizar o volume de filtrado, de forma que zonas produtoras de petróleo não sejam contaminadas (DARLEY et al, 2011).

Para se formar o reboco, é essencial que o fluido de perfuração tenha uma fração razoável de partículas sólidas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente o filtrado invade a formação. Dessa forma, a perda de fluido para a formação pode ser controlada pela adição de sólidos apropriados ao fluido de perfuração (BOURGOYNE, 1986).

O volume de filtrado e a espessura do reboco são os dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido no tocante à filtração. No ensaio realizado em campo, o fluido é submetido a uma filtração em uma célula padrão, sob condições estáticas, através de um papel de filtro, durante 30 minutos. Após este tempo, mede-se o volume de filtrado acumulado e a espessura do reboco depositado sobre o papel (LOMBA, 2010).

Por meio da teoria da filtração estática axial, partindo da Lei de Darcy para fluxo axial, e da relação entre o volume de filtrado e o tempo, obtêm-se o volume de filtrado acumulado a um tempo  $t$  e o filtrado inicial (*spurt loss*).

Contudo, para se avaliar de forma mais completa a qualidade dos aditivos constituintes dos fluidos de perfuração e o comportamento dos fluidos no tocante à filtração, torna-se necessário o estudo da “teoria da filtração estática axial”, a relação entre o volume de filtrado e as variáveis como o tempo, pressão e temperatura, o “poder de retenção” e as “propriedades do reboco (espessura e permeabilidade)”.

## **1.2 Objetivos**

### ***1.2.1 Objetivo geral***

Este trabalho tem por objetivo geral estudar e aperfeiçoar as propriedades de filtração de fluidos aquosos, inibidos com sal de potássio isento de cloro (citrato de potássio), visando sua aplicação na perfuração de formações argilosas e folhelhos hidratáveis e dispersivos.

### ***1.2.2 Objetivos específicos***

Para atingir o objetivo geral, são propostos os seguintes objetivos específicos:

- caracterizar os fluidos de perfuração por meio do comportamento reológico (curvas de fluxo, viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e força gel);
- avaliar o uso de polímeros natural (amido) e natural modificado (carboximetilcelulose de baixa viscosidade – CMC BV) e de selante (calcita) no controle eficiente das propriedades de filtração dos fluidos e,
- avaliar o poder de inibição dos fluidos por meio dos ensaios de dispersibilidade e testes de inibição de bentonita, com amostras de bentonita ativada.

---

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração são indispensáveis à indústria do petróleo, sendo o elemento mais importante na operação de perfuração. Esses são definidos como fluidos de circulação utilizados para auxiliar as operações de perfuração de poços de petróleo (AMORIM, 2003).

Segundo DARLEY et al (2011), as principais funções dos fluidos de perfuração são: transportar os detritos de perfuração e permitir sua separação na superfície, resfriar e limpar a broca, reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, manter a estabilidade do poço, prevenir o escoamento do fluido para o interior das formações geológicas, formar um filme de baixa permeabilidade (conhecido como reboco) nas paredes do poço e auxiliar as avaliações sobre os detritos e as formações perfuradas.

Os fluidos de perfuração são tradicionalmente classificados de acordo com o seu constituinte principal em: fluidos à base de gás, fluidos à base de óleo 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 à base de óleo são aqueles cuja fase líquida continua é constituída por óleo, enquanto que nos à base de água, a fase continua é constituída por água (DARLEY et al, 2011).

Dentre os fluidos aquosos, destacam-se os denominados de fluidos argilosos (Figura 1), fluidos poliméricos (Figura 2) e fluidos inibidos. Os fluidos argilosos são geralmente empregados nas primeiras fases da perfuração de poços, compostas geralmente por sedimentos inconsolidados (THOMAS, 2001). Já os fluidos poliméricos podem ser utilizados desde as camadas superficiais até as mais profundas. O uso de polímeros é vasto, e cada tipo atribui propriedades permitindo um melhor desempenho do fluido durante as operações de perfuração (MAHTO e SHARMA, 2004). Os fluidos aditivados com inibidores de argila são denominados fluidos de perfuração inibidos, estes não comprometem a formação geológica, pois o filtrado que se difunde através da formação não dispersa as argilas e folhelhos, por

isto são aplicados em perfurações onde problemas de desmoronamento e, conseqüentemente, alargamento do poço são frequentes (AMORIM, 2003).

Figura 1 – Fluido de perfuração argiloso.



Fonte: FARIAS, 2005.

Figura 2 – Fluido de perfuração polimérico.



Fonte: AMORIM, 2013.

A perfuração de um poço direcional é executada em diversas fases, cada uma exigindo a utilização de um fluido com propriedades específicas. Nas fases iniciais, por exemplo, utilizam-se formulações mais simples contendo basicamente água e argila. Em seguida são utilizados fluidos de base aquosa contendo inibidores de reatividade dos folhelhos, uma vez que, nesta fase são comumente encontradas rochas argilosas. Na região de ganho de ângulo, a necessidade de se reduzir o atrito gerado entre a coluna de perfuração e a rocha leva à troca do fluido base água por base orgânica, que apresenta alta lubrificidade. Por fim, na fase horizontal, utilizam-se fluidos de base aquosa contendo em geral polímeros capazes de promover a pseudoplasticidade necessária a este trecho (JUNIOR, 2007).

A composição do fluido é variável e depende das exigências particulares de cada operação de perfuração. Na medida em que os fluidos atravessam diversos tipos de formações, surge a necessidade de se recorrer a este ou àquele dos diversos tipos de fluidos de perfuração (LUCENA, 2011).

A formulação ideal de um fluido é importante uma vez que diversos problemas podem ser causados caso o fluido de perfuração não esteja de acordo com o sistema a ser perfurado. Segundo GUIMARÃES e ROSSI (2008), esses problemas podem ser: perda de circulação, ineficiência da limpeza do poço, potencial formação de hidratos, dentre outros. Além disto, custo, resistência à contaminação,

disponibilidade de água, pressão da formação e inclinação do poço são também significativos na escolha do fluido a ser adotado (LUMMUS e AZAR, 1986).

Outro ponto relevante na formulação de fluidos é a crescente preocupação quanto ao desenvolvimento de novas tecnologias que garantam a preservação do meio ambiente. Por isto, tem-se procurado desenvolver fluidos com produtos de outras fontes diferentes do petróleo, suscetíveis à biodegradação, com redução do impacto ambiental causado pelo descarte dos cascalhos, sem bioacumulação e, finalmente, com baixa toxicidade. Neste sentido, o uso de fluidos à base de água mostra-se interessante, visto que, além da possibilidade do uso de matéria-prima sem modificação química, a não utilização de óleo na sua fase contínua contribui potencialmente para sua não toxicidade (FELIX et al, 2009).

Os aditivos utilizados em fluidos de perfuração podem ser classificados em: viscosificantes, agentes densificantes, redutores de viscosidade (defloculantes), redutores de filtrado, emulsificantes, inibidores de inchamento de argila, bactericidas, controladores de pH e anti-espumantes.

### ***2.1.1 Aditivos em fluidos de perfuração***

Aditivos químicos devem ser adicionados aos fluidos de perfuração, frequentemente, para manter as propriedades físicas e químicas requeridas. Os fluidos base água podem conter grande quantidade de sais dissolvidos e várias concentrações de muitos outros aditivos. Os fluidos base óleo consistem em um óleo-base específico, também com diferentes aditivos químicos. Os fluidos de perfuração são continuamente preparados, tratados e descartados, sendo esta última ação capaz de gerar alguns impactos ambientais (CARDOSO, 2008).

A água é o mais importante componente envolvido na tecnologia de fluidos de perfuração aquosos. Sempre que um fluido de base água tem que ser substituído por um de base óleo, a água continua a desempenhar um importante papel no fluido de perfuração (DARLEY et al, 2011).

A etapa de aditivação do fluido ocorre durante a sua preparação nos tanques de lama ou mesmo durante a operação de perfuração quando é detectada a necessidade de adequação das suas propriedades (BARBOSA et al, 2007)

Os aditivos mais comuns utilizados nos fluidos de perfuração correspondem aos polímeros, surfactantes, sais e bentonitas. Os sais atuam como inibidores das formações ativas, atuando de maneira a reduzir o escoamento hidráulico para a formação, devido principalmente a viscosidade dos seus filtrados e por estimular o escoamento de água da formação argilosa para o fluido de perfuração. Este escoamento inverso reduz a hidratação da formação e as pressões de poros da formação ao redor do poço. Os sais mais comuns utilizados em fluidos de perfuração a base de água são os sais de cloretos: cloreto de sódio (NaCl); cloreto de potássio (KCl) e cloreto de cálcio (CaCl<sub>2</sub>) (GUIMARÃES e ROSSI, 2008).

Os aditivos são substâncias químicas que, quando adicionadas ao fluido, conferem a ele propriedades especiais, requeridas durante as atividades de perfuração. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração (SERRA, 2003). Os principais aditivos utilizados em fluidos base água são:

- Adensantes: os agentes densificantes aumentam a densidade da lama, sendo a barita (BaSO<sub>4</sub>) o mais utilizado.
- Inibidores de formações argilosas: os sais são usados como inibidores de formações ativas. Os inibidores podem ser divididos em: polieletrólitos de baixo peso molecular, polieletrólitos de alto peso molecular e dispersantes químicos (DUARTE, 2004). Os inibidores são utilizados para evitar que as argilas sejam hidratadas e provoquem prisão de ferramentas, desmoronamentos e incorporação de sólidos perfurados ao fluido (SERRA, 2003).
- Viscosificantes: têm a função de aumentar a viscosidade do fluido, como a bentonita, atapulgita e polímeros naturais e sintéticos (LUMMUS e AZAR, 1986).
- Controladores de pH: controlam do grau de acidez ou alcalinidade em fluidos contendo cal, soda cáustica, bicarbonato de sódio, entre outros (AMORIM, 2003).
- Bactericidas: previnem a degradação por bactérias de aditivos orgânicos naturais, como o amido e a goma xantana (AMORIM, 2003).
- Anti-espumantes: reduzem a ação espumante, particularmente em fluidos à base de água saturada com sal (AMORIM, 2003).



- 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 poliacrilato (AMORIM, 2003).

- Defloculantes ou dispersantes: apresentam como principal função reduzir a atração entre as partículas dos aditivos tornando-as dispersas no meio líquido, com consequente redução na viscosidade e no limite de escoamento. Estão incluídos os lignosulfonatos, os lignitos e vários fosfatos (AMORIM, 2003).

### **2.1.2 Fluidos de perfuração inibidos**

Durante a exploração de petróleo e gás, são encontrados diversos tipos de folhelhos que contém uma fração elevada de argila. A argila quando em contato com fluidos de perfuração aquosos absorve a água, ocasionando o seu inchamento e dispersão do folhelho, podendo levar a instabilidade do poço, e em outros casos, resultar em desvio lateral do poço ou até abandono do poço (SUTER, 2011). Segundo Durand et al (1995), em 75% das formações perfuradas são encontrados folhelhos, sendo que dentre os problemas relacionados à perfuração, 90% dos casos os folhelhos são os responsáveis pela instabilidade dos poços.

Esta instabilidade encontrada nos poços pode ser, segundo Osisanya et al (1996), o resultado de interações ocorridas entre os folhelhos e os fluidos de perfuração, da existência de tensões mecânicas desfavoráveis na rocha, ou o resultado da combinação dos dois processos anteriormente citados.

Horsrud et al (1998) explica este modelo de instabilidade de folhelhos por aspectos mecânicos baseado em um critério de falha, caracterizado pelo surgimento de pequenas rachaduras nas paredes do poço, o que aumenta a instabilidade destes folhelhos.

Os folhelhos são rochas sedimentares de granulação fina, compostas basicamente de argila com alta porosidade e baixa permeabilidade, o que lhe confere elevado potencial de reatividade frente aos fluidos de perfuração. Estas características transformam os folhelhos em uma rocha altamente sensível a instabilidade (TAN et al, 1998). Por isso, é necessária a utilização de inibidores químicos nesses fluidos.

Os produtos químicos destinados a prevenir ou minimizar, de forma eficaz, o processo de hidratação das argilas são conhecidos como inibidores de inchamento de argila. O mecanismo de atuação desses inibidores consiste na fixação, por adsorção física ou química, da fração catiônica na superfície negativa da argila, liberando “equimolarmente” o cátion original presente no argilomineral (MELLO, 2001).

Na perfuração de poços com folhelhos hidratáveis, quando é viável a utilização de fluidos à base de água (preferenciais devido ao baixo custo e baixo impacto ambiental), há a necessidade da utilização de inibidores de argilas, a fim de evitar a incorporação dos sólidos perfurados ao fluido, o inchamento e o desmoronamento das paredes dos poços. Fluidos aditivados com inibidores de argila são denominados fluidos de perfuração inibidos (SERRA, 2003).

Os sais de sódio (NaCl) e de potássio (KCl), aditivos de natureza inorgânica, são os inibidores químicos mais comuns em fluidos de perfuração. Contudo, inibidores catiônicos são, muitas vezes, adicionados para aumentar o poder de inibição dos fluidos. Esses por apresentarem custo elevado são utilizados em associação aos sais de sódio e potássio, que possuem menor custo (VIDAL, 2007).

Segundo Peng (2012), o inchamento da argila pode ocorrer de dois diferentes modos: (1) inchamento cristalino, que envolve a adsorção de quantidades limitadas de água nas camadas de argila e (2) inchamento osmótico, relacionada com a adsorção ilimitada de água devido à diferença de concentração de íons entre a superfície da argila e a água intersticial. É geralmente aceito que o inchamento cristalino é restrito por meio da intercalação de produtos químicos na camada interlamelar da argila, semelhante ao modo de ação do cloreto de potássio, enquanto que cloreto de sódio e os íons divalentes ajudam a evitar o inchamento osmótico através do aumento da concentração iônica da fase aquosa e viscosidades de filtrado e reduzindo a atividade da água.

Com os fluidos inibidos é possível enfrentar contaminações de sal, cimento e anidrita, mesmo quando estes contaminantes são gerados pela perfuração em grandes quantidades (FERRAZ, 1977).

### **2.1.2.1      Desenvolvimento de fluidos inibidos**

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. Para tanto, foram preparados fluidos de perfuração com os inibidores químicos convencionais NaCl e KCl juntamente com três tipos de polímeros catiônicos denominados de A, B e C. O inchamento linear das pastilhas de argila foi determinado no LSM (*Linear Swell Meter*) da Fann. Os autores concluíram que o uso dos polímeros catiônicos associados ao sais NaCl e KCl promoveu uma redução significativa na taxa de inchamento linear da argila e no volume de filtrado, quando comparados aos fluidos não inibidos. 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.

Souza et al (2007) realizaram experimentos para o desenvolvimento de um polímero catiônico à base de poli-ioneno que apresentasse baixo grau de toxicidade e baixo teor de cloreto, de modo a torná-lo ambientalmente correto, mas sem alterar suas características de inibição de argila. O novo polímero foi testado em um sistema de fluido de perfuração composto por materiais não-iônicos (amido modificado como redutor de filtrado, e associações de gomas não iônicas modificadas, como agente viscosificante). De acordo com os resultados, o novo polímero catiônico atua por um mecanismo envolvendo as ligações específicas do grupamento amônio quaternário protonado e os cátions metálicos existentes na argila. Este novo sistema também foi avaliado através dos testes de desempenho de fluidos de perfuração, tais como reologia, filtração, capacidade de inibição e teor de cloro residual no fluido. O grau de inchamento de argila na presença dos fluidos de perfuração foi determinado utilizando a metodologia do MBT (*Metil Blue Test*). Os autores concluíram que os produtos desenvolvidos apresentaram teor de cloretos cerca de 90% menores do que o apresentado para o polímero catiônico original e que a redução do teor de cloreto no polímero catiônico não interfere nas propriedades reológicas nem de filtração dos fluidos de perfuração utilizados nos testes. Os fluidos preparados com os novos polímeros catiônicos apresentaram

excelentes performances de inibição de argilas reativas quando comparado ao fluido catiônico tradicionalmente utilizado pela PETROBRAS.

Qu et al (2009) avaliaram a toxicidade, as propriedades de inibição e a compatibilidade de polioxialquileno amina como um agente inibidor de folhelho em fluidos de perfuração aquosos. Foram realizados testes de dispersibilidade para verificar as propriedades inibidoras do polioxialquileno. Os experimentos foram realizados para determinar a quantidade máxima de montmorilonita sódica que pode ser inibida por 2% de polioxialquileno ao longo de vários dias. A toxicidade biológica foi determinada pelo teste *Mysid shrimp*. De acordo com os resultados, o polioxialquileno foi completamente solúvel em água e apresentou desempenho superior para inibir a hidratação da montmorilonita sódica. Os testes de dispersão indicaram que o polioxialquileno pode suprimir o inchamento dos folhelhos de forma eficaz. Além disso, a determinação da toxicidade biológica e a compatibilidade do polioxialquileno indicaram que o mesmo foi pouco tóxico e compatível com outros aditivos comuns de fluidos de perfuração.

Zhong et al (2011) estudaram as propriedades de inibição do poliéter diamina como inibidores de folhelhos hidratáveis em fluido de perfuração base água. A inibição foi avaliada pelo teste de inibição da bentonita. Os resultados indicaram que as propriedades de poliéter diamina são superiores ao cloreto de potássio, que é um inibidor convencional, e pode ser ainda melhorada com a diminuição do valor de pH do poliéter diamina. O mecanismo de inibição do poliéter diamina em fluidos de perfuração ocorre da seguinte maneira: o poliéter diamina quando intercalado na argila, seus íons de amônio protonados substituem os íons de sódio hidratado e neutralizam a carga negativa da superfície de argila por meio da troca de íons. A coordenação da interação eletrostática e das ligações de hidrogênio expelle moléculas de água para fora da argila e liga as placas em conjunto, o que leva à desidratação de argila. De outro modo, a adsorção da monocamada de poliéter diamina na camada intermediária de argila enfraquece a hidrofiliabilidade das partículas de argila, que inibe a entrada de água.

Lucena (2011) desenvolveu formulações de fluidos de perfuração de base aquosa com alto poder de inibição, ecológicos e de baixa toxicidade, visando a aplicação em perfurações de seções compostas por folhelhos e argilas hidratáveis.

Ensaio de Inchamento de Foster foram realizados para estabelecer a concentração ótima de inibidor a ser utilizado nos fluidos de perfuração desenvolvidos. Os fluidos de perfuração foram preparados utilizando os seguintes inibidores: sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio. As melhores formulações foram selecionadas e os ensaios de determinação da taxa de inchamento linear, dispersibilidade e toxicidade foram realizados. Os resultados obtidos foram comparados aos do fluido padrão contendo inibidores do tipo cloreto comumente utilizados na indústria de petróleo. De acordo com os resultados obtidos, a autora concluiu que: os aditivos sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio apresentaram-se altamente eficientes na inibição do inchamento de argila expansiva, proporcionando inchamento nulo, de acordo com a classificação de Foster e que a concentração ótima de inibidor encontrada foi de 16 g/350 mL de água; todos os fluidos desenvolvidos apresentaram taxas de inchamento linear inferiores aos fluidos padrão e aos fluidos sem a presença de inibidor; os inibidores isentos de cloro se mostram eficientes na inibição de folhelhos ativos, sendo obtido excelentes percentuais de dispersibilidade para os fluidos desenvolvidos. A toxicidade apresentada pelos fluidos analisados foi moderada, o que pode indicar que os fluidos podem ser aplicados nas perfurações de poços de petróleo sem ocasionar danos expressivos ao meio ambiente. De modo geral, os resultados obtidos indicam que os inibidores sulfato de potássio, acetato de potássio e citrato de potássio se constituem em produtos alternativos à substituição dos inibidores já conhecidos na indústria, sem acarretar problemas à perfuração.

Wang et al (2011), estudaram a influência de polioxipropileno diamina na hidratação e dispersão de partículas de montmorilonita em solução aquosa. A espectroscopia de infravermelho por transformada de Fourier (FT-IR), a análise termogravimétrica (TGA), a difração de raios X em pó (DR-X) e a microscopia eletrônica de transmissão (MET) foram utilizados para confirmar a adsorção e caracterizar a argila tratada. Medidas do ângulo de contato e experimentos de sedimentação foram realizados para demonstrar o mecanismo de inibição. Os autores concluíram que a adsorção de polioxipropileno diamina pode inibir a dispersão dos minerais argilosos. As moléculas de polioxipropileno diamina não só adsorvem na superfície, mas também se intercalam dentro das camadas de

montmorilonita. As moléculas de polioxipropileno diamina intercalados previnem a permeação de moléculas de água na intercamada, enquanto aquelas adsorvidas na superfície da partícula melhoram a hidrofobicidade da montmorilonita, resultando em uma esfera hidrofóbica. A adsorção de polioxipropileno diamina não tem nenhum efeito sobre a viscosidade das dispersões de argila pré-hidratada, o que comprova ainda mais que este tipo de polímero pode servir como um bom aditivo de inibição em fluidos de perfuração à base de água.

Leal e Amorim (2012) estudaram a influência da temperatura nas propriedades reológicas (viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel) e de filtração de fluidos de perfuração aquosos inibidos com acetato de potássio, sulfato de potássio e citrato de potássio. As autoras concluíram que o envelhecimento térmico e o aumento da temperatura de envelhecimento modificam os parâmetros reológicos e de filtração dos fluidos estudados, sendo as variações dependentes do tipo de inibidor utilizado e da temperatura de envelhecimento.

Lucena et al (2012) avaliaram a utilização de fluidos inibidos com sulfato de potássio em formações ativas do Recôncavo baiano. Os fluidos de perfuração foram preparados com os seguintes aditivos: antiespumante, viscosificante, redutor de filtrado, controlador de pH, inibidores de argila expansiva (sulfato de potássio, KCl e polestar), bactericida, lubrificante e selante. Para avaliação do comportamento inibitivo dos fluidos foram realizados testes de inchamento linear, utilizando folhelhos das formações Candeias e São Sebastião pertencentes ao Recôncavo baiano. Os resultados obtidos demonstraram que os fluidos inibidos isentos de cloro atuaram de modo mais eficaz no controle do inchamento de argilas e folhelhos do que os fluidos inibidos com presença de cloro.

Zhong et al (2013) estudaram a utilização do bis hexametileno triamina (BHMT) como inibidor potencial de folhelhos em fluidos de perfuração base água. As propriedades inibidoras do BHMT foram avaliadas através do teste de inibição da bentonita, dispersibilidade e distribuição de partículas. Também foi investigada a compatibilidade com aditivos convencionais utilizados em fluidos de perfuração. De acordo com os resultados obtidos, o BHMT foi resistente à temperatura elevada, compatível com aditivos comuns utilizados em fluidos de perfuração aquosos e inibiu

de forma eficaz o inchamento e dispersão de folhelho, superior ao cloreto de potássio e poliéter diamina 230. O mecanismo de inibição foi analisado através dos ensaios de DR-X, FT-IR, TGA e teste de adsorção de água. Os resultados mostraram que a interação eletrostática, a ligação de hidrogênio e o efeito de blindagem hidrofóbica contribuíram para a inibição com efeitos sinérgicos.

Pontes et al (2013) estudaram novos inibidores de reatividade de folhelhos a partir da modificação química de taninos comerciais para fluidos de perfuração aquosos, objetivando criar uma tecnologia de alta eficiência, de baixo custo e menos agressiva ao meio ambiente. Foram preparados fluidos com taninos comerciais, taninos quimicamente modificados e fluidos com polímero catiônico convencional. Foram realizados ensaios de dispersibilidade para determinar a eficiência do fluido como inibidor de reatividade de folhelhos. De acordo com os resultados obtidos, os autores observaram que os fluidos preparados com os taninos quimicamente modificados apresentaram excelentes resultados, especialmente quando comparados com os fluidos preparados com taninos comerciais e que apesar dos fluidos estudados não apresentarem inibição de reatividade de folhelhos acima dos teores apresentados pelo fluido controle, que continha um polímero catiônico, estes representam uma possibilidade promissora de substituição de um produto altamente tóxico por produtos de baixo custo e ecologicamente corretos.

## **2.2 Comportamento de filtração dos fluidos de perfuração**

O conhecimento das propriedades de filtração é importante durante a perfuração de poços, uma vez que o controle dessas propriedades garante menos problemas de perfuração e melhora a produtividade dos poços (PENG,1990).

O fenômeno da filtração ocorre, basicamente, quando um fluido de perfuração contendo sólidos em suspensão é pressurizado contra um meio poroso. Os componentes sólidos tendem a se depositar e se aderir na superfície do meio poroso exposta ao fluido, formando um filme. A espessura desta camada de material agregado aumenta com o tempo, o que promove gradualmente uma redução da taxa de filtração (SANTANNA, 2003). É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros

das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha (LOMBA, 2010).

Dois tipos de filtração estão envolvidos na perfuração: filtração estática e filtração dinâmica. A filtração estática ocorre quando o fluido está em repouso. Já a filtração dinâmica ocorre quando o fluido está em circulação (DARLEY et al, 2011).

Sob a condição de filtragem dinâmica, o crescimento do reboco é limitado pela ação erosiva do fluxo de fluido. Quando a superfície da rocha é exposta pela primeira vez, a taxa de filtração é muito elevada, e o reboco cresce rapidamente. No entanto, a taxa de crescimento diminui com o passar do tempo até se tornar igual à taxa de erosão do mesmo, depois disso a espessura do reboco torna-se constante (Darley et al, 2011). Este processo de filtração pode representar até 80% da perda de fluido no poço. A perda de fluido por filtração dinâmica depende das condições físicas de circulação do poço e das propriedades dos componentes dos fluidos (PENG, 1990).

A filtração estática ocorre quando o fluido não está em circulação e o reboco cresce sem perturbações. Na maioria dos casos, ocorre através dos rebocos já formados durante a filtração dinâmica (PENG, 1990).

Sob condições de equilíbrio dinâmico, portanto, a vazão de filtração depende da espessura do reboco. Por outro lado, sob condições estáticas, em teoria, a espessura do reboco aumenta indefinidamente (DARLEY et al, 2011).

A permeabilidade do reboco é o parâmetro fundamental que controla a filtração estática e a dinâmica. A permeabilidade permite avaliar as propriedades de filtração de fluidos com diferentes concentrações de sólidos. Além disso, a permeabilidade do reboco fornece úteis informações sobre as condições eletroquímicas que prevalecem nos fluidos (DARLEY et al, 2011).

Nos fluidos de perfuração e de completação, a permeabilidade do reboco é influenciada pela natureza das partículas coloidais existentes no sistema, tanto quanto pelo tamanho e forma dessas partículas. Dessa forma, o reboco formado com suspensões de bentonita em água tem permeabilidade excepcionalmente baixa devido à forma planar das partículas, que facilita a deposição normal à direção do fluxo. Já os compostos orgânicos macromoleculares, como amidos, reduzem a



permeabilidade do reboco devido à capacidade de deformação e ao pequeno tamanho das suas moléculas hidrolisadas. Outros polímeros orgânicos, como os polieletrólitos (CMC), são adsorvidos nas partículas sólidas dispersas no fluido e obstruem parcialmente os poros do reboco (LOMBA, 2010).

Os fluidos de perfuração devem ser tratados para manter a permeabilidade do reboco tão baixa quanto possível, de modo a estabilizar as paredes do poço e reduzir a invasão de filtrado. Além disso, permeabilidades elevadas resultam em reboco com espessura elevada, que reduz o diâmetro efetivo do poço, causando vários problemas durante a perfuração, como torque e *drag* excessivos, pistoneio durante a retirada da coluna e prisão da coluna por diferencial de pressão, entre outros. Do ponto de vista da rocha, a invasão da fase líquida do fluido pode causar sensíveis alterações nas suas propriedades (permeabilidade, porosidade, plasticidade, etc). Sob esse aspecto, se a rocha é portadora de hidrocarbonetos e for danificada, com redução de sua permeabilidade, sua capacidade produtiva será reduzida (LOMBA, 2010).

Pela teoria da filtração, segundo Carter (1957), duas fases distintas ocorrem durante o processo de filtração do fluido:

- uma fase inicial que antecede a formação do reboco (*spurt loss*), na qual podem ocorrer taxas elevadas de filtração. Nesta fase ocorre apenas a invasão do filtrado na formação, deslocando e comprimindo os fluidos existentes nos poros da formação e
- na segunda fase ocorre a formação e a consolidação do reboco sobre a superfície do meio filtrante. O crescimento do reboco está diretamente associado à velocidade de filtração. Nessa fase, o fluxo de fluido para a formação é controlado pela resistência do reboco.

### **2.2.1 Mecanismo de obstrução**

No momento em que um fluido contendo sólidos entra em contato com uma formação permeável e porosa ocorre a perda inicial do fluido (*spurt loss*) antes da filtração propriamente dita começar, e, depois disso, o volume de filtrado torna-se proporcional à raiz quadrada do intervalo de tempo. Na perfuração de poços, a

perda inicial de fluido pode ser elevada caso a filtração ocorra em rochas de permeabilidade elevada. No entanto, se o fluido contém partículas de dimensões apropriadas para preencher os poros da rocha, é estabelecida a base para formação do reboco (DARLEY et al, 2011).

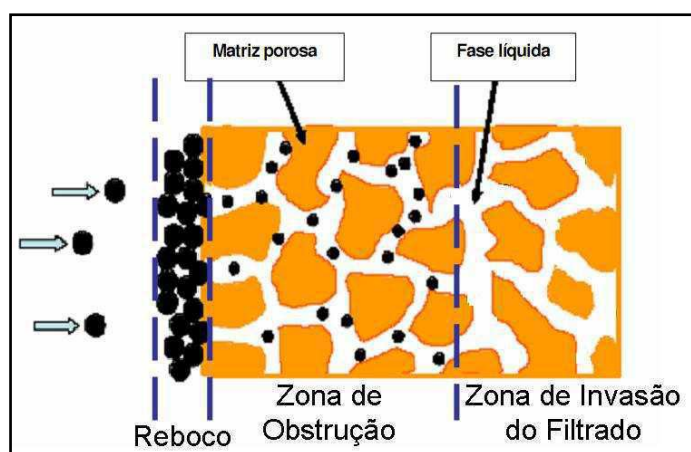
Apenas partículas de certo tamanho relativo podem obstruir os poros da rocha. Partículas maiores do que a abertura do poro não conseguem penetrá-lo e, são arrastadas pelo fluxo do fluido, partículas consideravelmente menores invadem a formação. Segundo Coberly apud Darley et al (2011), é necessário que o fluido contenha partículas de tamanhos iguais e inferior a 1/3 do tamanho das aberturas dos poros para que a obstrução seja efetiva. Esse comportamento é dado pela Equação (1).

$$d_c = (1/3) d_p \quad (1)$$

Onde  $d_c$  é o diâmetro crítico para obstrução e  $d_p$  é o diâmetro do poro.

Uma vez que as partículas de diâmetro aproximadamente igual a 1/3 do diâmetro do poro formam um arco de obstrução primária, as partículas menores juntamente com as partículas coloidais tendem a completar rapidamente a obstrução. Como resultado desse processo, estabelecem-se três zonas distintas durante a filtração: (i) Um reboco externo sobre as paredes do poço; (ii) a zona de obstrução; e (iii) a zona invadida pelo filtrado durante o período do *spurt loss* (DARLEY et al, 2011), conforme ilustra a Figura 3.

Figura 3 - Esquema das zonas observadas durante a filtração de fluidos de perfuração.



Fonte – MEDEIROS, 2010.

### **2.2.2 Problemas decorrentes da elevada taxa de filtração**

A invasão de filtrado na formação pode ocasionar problemas durante a perfuração do poço. Se a invasão do filtrado é elevada, pode transportar todos os líquidos do poço para formação antes que este seja recuperado. O filtrado pode, também, reagir quimicamente com a argila dos poros da formação ou com espécies químicas dos fluidos das formações e mudar as características de permeabilidade do poço (AMOCO apud MELO, 2008).

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

O volume de filtrado é uma das propriedades mais importantes dos fluidos de perfuração, que devem ser controlados a fim de minimizar o dano a formação. A bentonita sódica, polímeros sintéticos e biopolímeros são comumente utilizados como agentes de controle de filtração (HAMIDA et al, 2010).

Segundo Lima (2002), o filtrado tem alguns efeitos adversos na perfuração, são eles: dano à formação produtora devido à obstrução dos poros pelo carreamento de sólidos pelo filtrado, inchamento de argilas hidratáveis, formação de emulsão e desmoronamento de folhelhos hidratáveis.

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

### **2.2.3 Aditivos para controle da filtração**

Os polímeros são usados em fluidos de perfuração desde 1930, quando foi introduzido para controle de filtrado. Desde então, a sua aceitabilidade vem aumentando à medida que se tornam cada vez mais específicos, compondo grande parte dos sistemas à base de água nos dias de hoje. Os polímeros são usados como viscosificantes, aditivos dispersantes e agentes controladores de danos à formação (THOMAS, 2001; AMORIM, 2008).

Segundo Lomba (2010), os aditivos utilizados para o controle da filtração, denominados de controladores de filtrado, normalmente são sólidos pulverizados e com granulometria pré-estabelecida para desempenhar com eficiência a sua função. A habilidade desses sólidos em formar um reboco de baixa permeabilidade e impedir a invasão da fase líquida do fluido para as formações permeáveis os caracterizam como controladores de filtrado.

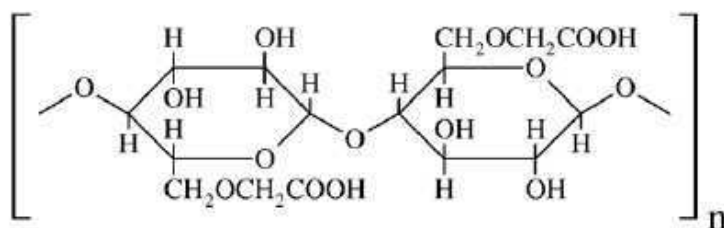
Os fluidos de perfuração e de completação utilizam um número variado de aditivos sólidos para controlar o filtrado. Existem basicamente duas classes de aditivos usados para reduzir a taxa de filtração: aditivos solúveis e aditivos insolúveis. Os aditivos insolúveis, assim denominados por serem insolúveis ou pouco solúveis nos ácidos inorgânicos comuns (HCl, HF, por exemplo), são amplamente usados na composição dos fluidos de perfuração e podem danificar permanentemente as formações produtoras se o raio de invasão desses sólidos for elevado. Os controladores de filtrado solúveis, assim denominados por apresentarem elevada solubilidade em ácidos ou em óleo, são bastante usados na composição dos fluidos de completação e não danificam permanentemente o reservatório por invasão de sólidos porque a própria produção do poço ou um tratamento com ácido elimina o dano (LOMBA, 2010).

As argilas coloidais, principalmente a bentonita, reduzem a taxa de filtração devido a sua forma e plasticidade. Esse aditivo é o componente básico dos fluidos de perfuração à base de água e é encontrado naturalmente durante a perfuração de formação argilosa (LOMBA, 2010).

Os agentes dispersantes e defloculantes reduzem a taxa de filtração uma vez que defloculam ou diminuem o grau de floculação dos fluidos de perfuração à base de água contendo argilas bentoníticas (LOMBA, 2010).

A carboximetilcelulose (CMC) é um polímero natural, derivado da celulose e é obtido através da reação da celulose com uma solução de hidróxido de sódio (NaOH) produzindo-se a alcáli-celulose. Esse produto, por sua vez, é reagido com monocloroacetato de sódio ( $\text{ClCH}_2\text{COONa}$ ), e através da reação de substituição parcial de grupos hidroxilas da glicose pelo grupo carboximetil ( $-\text{CH}_2\text{COOH}$ ), tem-se a carboximetilcelulose sódica, o que atribui à tal celulose modificada qualidades de solubilidade e viscosidade em solução, facilitando a hidratação da molécula (SHIROMA, 2012). Na Figura 4 está apresentada a estrutura da carboximetilcelulose.

Figura 4 - Estrutura química da carboximetilcelulose.



Fonte: LASKOWSKI et al, 2007.

A carboximetilcelulose de sódio (CMC) e o hidroxipropilamido (HPA) reduzem a taxa de filtração porque são adsorvidos na superfície de sólidos coloidais (argilas, por exemplo) e reduzem bastante a permeabilidade do reboco formado. Os amidos reduzem a taxa de filtração de modo semelhante a CMC e ao HPA (LOMBA, 2010).

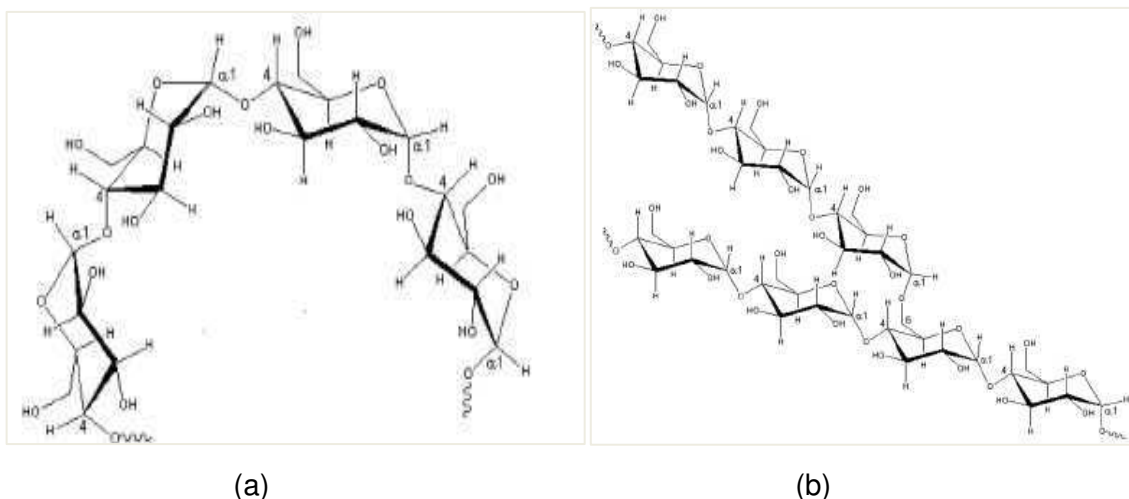
O amido é um polissacarídeo de caráter aniônico com massa molar elevada, em torno de 2.000.000 g/mol, constituído por amilose (Figura 5 (a)) e amilopectina (Figura 5 (b)). A amilose apresenta uma cadeia linear de glicose, enquanto a amilopectina é constituída por cadeias altamente ramificadas de unidades de maltose e isomaltose. A razão entre a amilose e a amilopectina muda com o tipo de matéria-prima e com o tempo de maturação. Por sua vez, essas variáveis influenciam na viscosidade e na capacidade de gelificação (WURZBURG, 1986; SIMONIDES et al, 2002). As propriedades funcionais e físico-químicas dos amidos

são retrogradação, gelatinização, solubilidade, poder de absorção de água e também possuem comportamento térmico e reológico (CORREIA et al, 2012). Em solução, as cadeias de amido podem sofrer mudança conformacional de helicoidal para enovelada quando há aumento de temperatura, pH ou força iônica do meio (NETO et al, 2007).

A fermentação do amido e sua degradação térmica acima de 200°F são os dois fatores limitantes no uso desse aditivo.

Os sólidos solúveis em ácidos (calcita e siderita) são largamente usados nos fluidos; estes reduzem a taxa de filtração por formar pontes de obstrução nos canais dos poros da rocha permeável (LOMBA, 2010).

Figura 5 - Estrutura da amilose (a) e estrutura da amilopectina (b).



Fonte: DENARDIN e SILVA, 2009.

### 2.3 Estudos relacionados às propriedades de filtração dos fluidos aquosos

Vários estudos vêm sendo desenvolvidos ao longo dos anos sobre fluidos de perfuração aquosos e sua aplicação na indústria de petróleo. Contudo, poucos trabalhos relatam o comportamento dos fluidos aquosos no tocante à filtração, mais especificamente o efeito dos componentes dos fluidos nas propriedades de filtração. Entretanto, diversos trabalhos a cerca de modelos matemáticos para simular a invasão do fluido de perfuração e avaliar os danos causados a formação tem sido

reportados na literatura (DONALDSON e CHERNOGLAZOV, 1987; PARN-ANURAK e ENGLER, 2004; WINDARTO, 2011; WINDARTO, 2012).

Macedo et al (2009) estudaram a influência da contaminação com cimento e o efeito de tratamentos químicos com carbonato de sódio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) e bicarbonato de sódio ( $\text{NaHCO}_3$ ) nas propriedades reológicas e de filtração de fluidos de perfuração à base de água. Para tanto, os autores preparam quatro fluidos de perfuração contendo os seguintes aditivos: amido HPA (hidroxi-propil-amido), CMS HPA (carboximetilamido), goma xantana, NaCl, MgO, calcita, barita, bactericida e antiespumante. Após a preparação, os fluidos foram contaminados com cimento. Em seguida, adicionou-se em um dos fluidos o carbonato de sódio e em outro, o bicarbonato de sódio. Foram realizados ensaios para determinação das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos. De acordo com os resultados obtidos, os autores observaram que contaminar o fluido de perfuração com cimento proporciona uma queda nas suas propriedades reológicas, podendo modificar o modelo reológico de pseudoplástico com limite de escoamento para binghamiano, além de aumentar consideravelmente os valores de filtrado. Observaram também que o tratamento químico com bicarbonato de sódio proporcionou a obtenção de um fluido de perfuração com propriedades reológicas e de filtrado mais adequadas para aplicação nas operações de perfuração de poços de petróleo.

Araújo et al (2009) avaliaram a influência da temperatura no volume de filtrado de fluidos de perfuração aquosos. Os fluidos preparados continham os seguintes aditivos: amido HPA, CMS, goma xantana, NaCl, calcita, baritina e bactericida. O volume de filtrado foi determinado nas temperaturas de  $25^\circ\text{C}$  ( $77^\circ\text{F}$ ),  $40^\circ\text{C}$  ( $104^\circ\text{F}$ ) e  $65,5^\circ\text{C}$  ( $150^\circ\text{F}$ ). Os autores concluíram que a temperatura tem influência consideravelmente significativa sobre o volume de filtrado à medida que se eleva a temperatura, aumenta-se o volume de filtrado, consequência direta da diminuição da viscosidade do fluido.

Windarto et al (2011) apresentaram um modelo matemático para estimar a profundidade da invasão de filtrado de fluidos de perfuração base água. O modelo estudado incluiu a presença de uma camada de reboco e saturação de água irreduzível e foi considerado um sistema de fluxo linear. A velocidade de filtração e o modelo da espessura de reboco foram derivados da Lei de Darcy e da equação de

conservação de massa. Os autores concluíram que a espessura do reboco e a velocidade de filtração dependem da pressão *overbalance*, da permeabilidade da formação, das características do reboco (porosidade, permeabilidade e densidade) e do tempo de invasão. Concluíram ainda, que o processo de invasão pode ser por difusão ou convecção e que a característica do processo está fortemente em função da velocidade de filtração.

Dehghanpour e Kuru (2011) realizaram um estudo com o objetivo de explorar como as propriedades elásticas de um fluido de perfuração podem ser ajustadas para minimizar as perdas por filtração para a formação. Foram preparados dois fluidos a base de óxido de polietileno solúvel em água com idênticos perfis de viscosidade de cisalhamento e propriedades elásticas significativamente diferentes. De acordo com os resultados obtidos, os autores observaram que a resistência do fluido com maior elasticidade de fluxo através de um meio poroso estava significativamente mais elevada do que a do fluido com uma elasticidade inferior e que as propriedades elásticas das soluções aquosas de polímero podem ser modificadas sem alterar sua viscosidade de cisalhamento. Observaram, ainda, que as perdas por filtração de fluidos à base de polímeros podem ser reduzidas ajustando a distribuição de peso molecular das misturas de polímeros que são utilizados para a preparação do fluido, sem aumentar a viscosidade de cisalhamento do mesmo.

Calçada et al (2011) analisaram o comportamento de filtração dinâmica e estática considerando as diferenças entre as propriedades do reboco em ambas configurações, tanto experimentalmente quanto teoricamente. De acordo com os resultados obtidos, os autores constataram que as curvas de filtração teórica e experimental se comportaram como esperado: o aumento da pressão para a mesma concentração da suspensão de carbonato de cálcio provocou um aumento na taxa de fluxo de filtrado e o aumento da concentração, para a mesma pressão, reduziu a taxa de fluxo de filtrado. Sob as mesmas condições experimentais, propriedades do reboco, como a resistividade, variou com o tipo de filtração. Para valores de resistência do meio filtrante, foram obtidos resultados semelhantes.

Windarto et al (2012) estudaram um modelo matemático para estimar o fator *skin* devido à invasão de filtrado do fluido para a formação em um sistema de fluxo



radial. O modelo consistiu na invasão do filtrado e no modelo de concentração de filtrado em uma formação. A Invasão das partículas sólidas foi levada em consideração no modelo de invasão de filtrado, enquanto a saturação de água foi considerada irreduzível no modelo de concentração de filtrado. O modelo matemático desenvolvido pelos autores pode ser utilizado para estimar a profundidade de invasão do filtrado dos fluidos de perfuração aquosos para um poço vertical. A inclusão de invasão de partículas sólidas no modelo produz uma zona invadida mais ampla quando comparada a nenhuma invasão de partículas sólidas. Os resultados da estimativa da redução da permeabilidade e fator *skin* do modelo estão de acordo com os dados obtidos.

Leite et al (2013) avaliaram a influência de aditivos químicos (amido, carboximetilcelulose de alta viscosidade (CMC AV) e calcita) nas propriedades de filtração de fluidos de perfuração inibidos. Para tanto, usou-se um planejamento experimental do tipo  $2^3$  para a realização dos ensaios. As variáveis de entrada foram: o amido, nas concentrações de 0 a 12 g/350 mL de água, o CMC AV, nas concentrações 0 a 1,5 g/350 mL de água, e o selante, nas concentrações de 0 a 25 g/350 mL de água. Após a análise estatística, os autores concluíram que os aditivos amido, CMC AV e calcita influenciam as propriedades de filtração e que a aditivação de fluidos aquosos inibidos com amido e calcita em elevadas concentrações ou com amido, CMC AV e calcita em elevadas concentrações conduz a valores de volume de filtrado API satisfatórios.

Santos e Amorim (2013), avaliaram as propriedades de filtração de fluidos argilosos baseados na caracterização e concentração de argila bentonítica. Foram utilizadas duas amostras de argilas bentoníticas, Volclay PA e Brasgel PA. Os autores observaram que quanto maior a concentração de argila, maior o poder de retenção e a espessura de reboco e menor o volume de filtrado dos fluidos. A argila Volclay PA apresentou resultados mais promissores para o volume de filtrado, *spurt loss* e espessura de reboco.

Rugang et al (2014) realizaram um estudo experimental baseado na estrutura do reboco de fluidos de perfuração. A distribuição espacial da estrutura química e física das camadas do reboco foi caracterizada por várias técnicas analíticas, incluindo: volume de filtrado HPHT, microscopia eletrônica de varredura (MEV),

espectroscopia de energia dispersiva (EDS), difração de raios-X (XRD) e teste de azul de metileno (MBT). Os resultados obtidos proporcionaram uma nova visão sobre estrutura da camada do reboco e sugerem que o mesmo é heterogêneo não só em estrutura, mas também em composição. A estrutura e composição das camadas do reboco alteram de forma significativa a partir da camada superior para a camada inferior.

---

### 3 MATERIAL E MÉTODOS

Neste capítulo estão apresentados os materiais e a metodologia utilizada para o desenvolvimento desta pesquisa.

#### 3.1 Materiais

##### 3.1.1 Fluidos de perfuração

Para preparação dos fluidos de perfuração foi utilizado um fluido base, desenvolvido por Lucena (2011). Os seguintes aditivos foram utilizados: viscosificante (goma xantana), redutor de filtrado (amido e carboximetilcelulose de baixa viscosidade-CMC BV), anti-espumante (líquido à base de silicone), bactericida (solução de (tetrakis)hidroximetilfosfônio), selante (calcita), lubrificante (óleo vegetal de alta lubricidade tratado quimicamente com ácidos e neutralizantes alcalinos) e controlador de pH (óxido de magnésio).

O citrato de potássio foi utilizado como inibidor de expansão de argila. O mesmo foi escolhido com base em estudos reportados por Lucena et al (2011) e Lucena et al (2013) que comprovaram maior eficiência do citrato de potássio no controle de expansão da argila. O inibidor foi adicionado à formulação dos fluidos de perfuração que apresentaram melhor desempenho em relação às propriedades de filtração.

As amostras dos aditivos utilizados foram fornecidas pela Empresa *System Mud an Imdex Limited Company*, localizada na Rua Álvaro Beraldi, 421, Carvalho, Itajaí, SC.

##### 3.1.2 Argila bentonítica

Foi utilizada uma amostra de argila bentonítica sódica, conhecida comercialmente por Brasgel PA. A argila foi utilizada nos ensaios de dispersibilidade e inibição de bentonita.

A amostra de argila foi fornecida pela empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN.

### **3.2 Métodos**

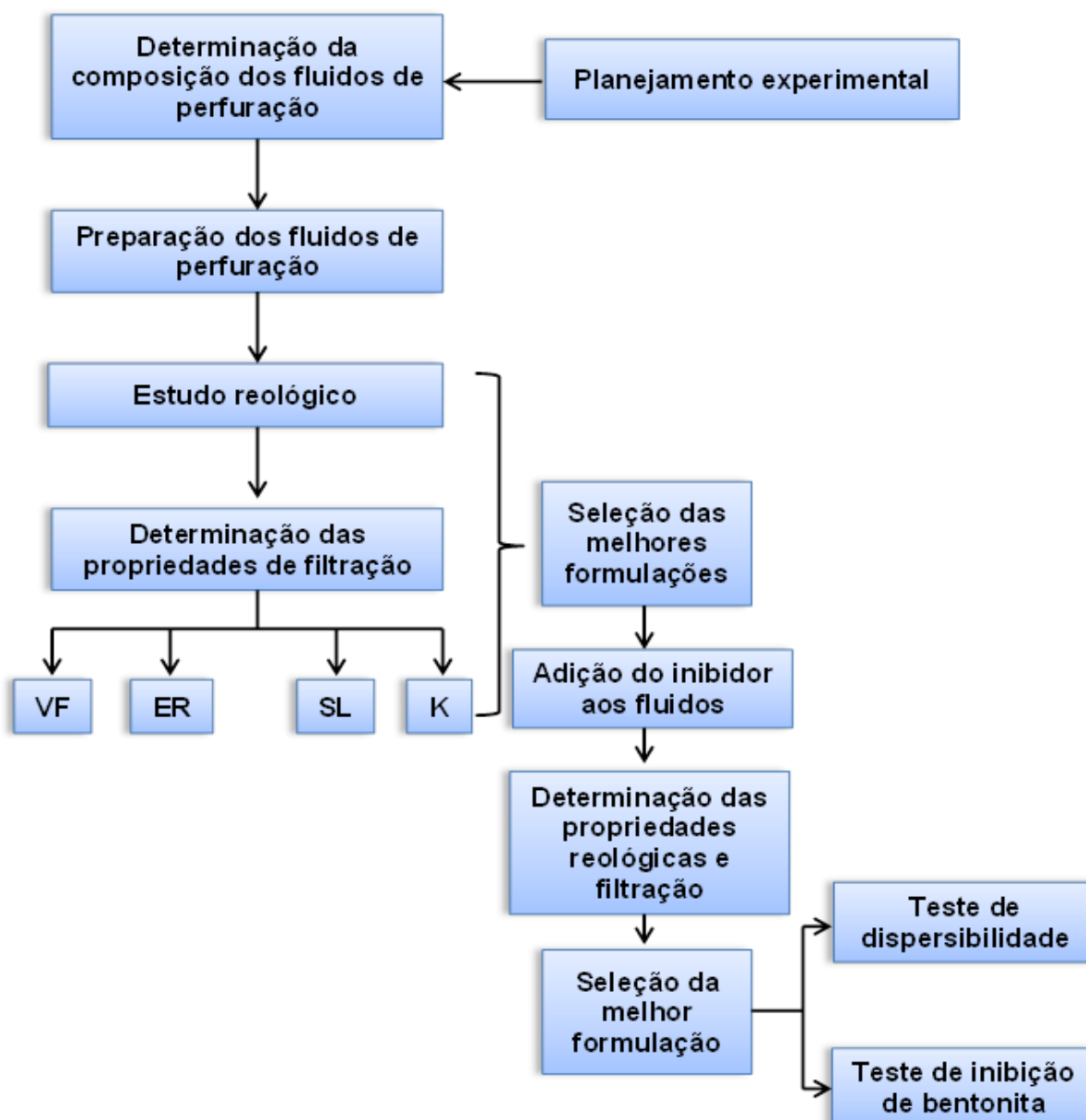
Para uma melhor compreensão, o presente estudo foi dividido em duas partes, como apresentado nos itens 3.2.1 e 3.2.2.

Parte I - Fez-se uso de um planejamento fatorial para determinação da composição dos fluidos de perfuração a serem estudados. Nesta etapa, foram determinadas as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos estudados.

Parte II – Foram selecionadas as formulações estudadas na Parte I. Os fluidos selecionados apresentaram melhor desempenho em relação as propriedades reológicas e de filtração. Em seguida, foi adicionado ao fluido o inibidor citrato de potássio nas concentrações de 15, 20, 25 e 30 g/ 350 mL de água e foram determinadas as propriedades reológicas e de filtração. A formulação do fluido inibido que exibiu melhor resultado frente às propriedades de filtração foi escolhida e então avaliada o poder de inibição dos fluidos por meio dos ensaios de dispersibilidade e o teste de inibição de bentonita.

Na Figura 6 está apresentado um fluxograma simplificado da metodologia utilizada no desenvolvimento do estudo.

Figura 6 – Fluxograma com as etapas realizadas no desenvolvimento da pesquisa.



Sendo: VF-volume de filtrado; ER-espessura de reboco; SL-*spurt loss* e k- permeabilidade.

### 3.2.1 PARTE I: Estudo dos fluidos aquosos sem inibidor

#### 3.2.1.1 Planejamento experimental

Para a realização dos ensaios foi utilizado um planejamento experimental do tipo  $2^3$  com três experimentos no ponto central, totalizando 11 experimentos. A regressão dos dados experimentais foi realizada utilizando o software *Statistic*,

versão 7.0 (STATSOFT, 2004). Os níveis codificados e os valores reais das variáveis de entrada empregados no planejamento encontram-se na Tabela 1. Na Tabela 2 está apresentada a matriz de planejamento experimental. As concentrações escolhidas foram determinadas a partir de estudos preliminares.

Tabela 1 - Níveis codificados e valores reais das variáveis de entrada do planejamento experimental empregado.

Variáveis de entrada	Níveis codificados		
	Nível	Nível	Nível
	-1	0	+1
Amido (g/350 mL)	0,0	6,0	12,0
CMC BV (g/350 mL)	0,0	1,75	3,5
Calcita (g/350 mL)	0,0	12,5	25,0

Tabela 2 - Matriz de planejamento experimental.

Experimentos	Amido	CMC BV	Calcita
1	-1	-1	-1
2	1	-1	-1
3	-1	1	-1
4	1	1	-1
5	-1	-1	1
6	1	-1	1
7	-1	1	1
8	1	1	1
9	0	0	0
10	0	0	0
11	0	0	0

### 3.2.1.2 Preparação dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com a prática de campo, que consiste em adicionar os aditivos, um a um, sob agitação constante. Foi utilizado um agitador mecânico *Hamilton Beach* (Figura 7), modelo 936. Obedecendo a ordem descrita na Tabela 3, os aditivos foram adicionados a 350 mL

de água deionizada com intervalo de 5 minutos entre cada um deles, com exceção do viscosificante, redutor de filtrado e selante que passaram 10 minutos sob agitação constante. Na Tabela 3 está apresentada as formulações dos fluidos de perfuração.

Figura 7 – Agitadores *Hamilton Beach*.



Fonte: NASCIMENTO, 2011.

Tabela 3 - Formulações dos fluidos de perfuração.

<b>Aditivos</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>	<b>F10</b>	<b>F11</b>
<b>Anti-espumante (mL)</b>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Goma xantana*</b>	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>CMC BV*</b>	0,0	0,0	3,5	3,5	0,0	0,0	3,5	3,5	1,75	1,75	1,75
<b>Amido*</b>	0,0	12,0	0,0	12,0	0,0	12,0	0,0	12,0	6,0	6,0	6,0
<b>Controlador de pH*</b>	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Bactericida*</b>	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Lubrificante (mL)</b>	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
<b>Calcita*</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	25,0	25,0	25,0	12,5	12,5	12,5

\*g/ 350 mL de água

### **3.2.1.3      Estudo reológico**

Para o estudo do comportamento reológico, após 24 horas de repouso, o fluido foi agitado durante 5 minutos em agitador mecânico *Hamilton Beach* modelo 936 na velocidade de 17.000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35A (Figura 8) 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). 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 e após a estabilização foi efetuado a leitura. O mesmo procedimento foi realizado para as velocidades de 300 rpm, 200 rpm, 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm. Com os dados de leitura e após tratamento matemático, as curvas de fluxo (tensão de cisalhamento x taxa de cisalhamento) dos fluidos estudados foram traçadas.

Para obtenção da força gel inicial, o fluido foi submetido à velocidade de 600 rpm durante 15 segundos, em seguida a velocidade foi alterada para 3 rpm e o fluido ficou em repouso durante 10 segundos, fez-se então 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 minutos e efetuada a leitura na velocidade de 3 rpm.

As viscosidades aparente e plástica e o limite de escoamento foram obtidos segundo a norma API (2003). 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 obtidas a 600 rpm e a 300 rpm, dada também em cP. O limite de escoamento (LE) é a diferença entre a leitura obtida a 300 rpm e a viscosidade plástica (VP).



Figura 8 – Viscosímetro Fann 35A.



Fonte: NASCIMENTO, 2011.

#### **3.2.1.4** **Volume de filtrado**

O volume de filtrado foi determinado em filtro prensa API (Figura 9) conforme a norma API RP 13B-1 (2003). O fluido foi agitado por 1 minuto em agitação constante, em seguida o mesmo foi transferido para o recipiente do filtro prensa API, com aplicação de uma pressão na ordem de 100 psi (7,0 kgf/cm<sup>2</sup>) durante 30 minutos.

Figura 9 - Filtro prensa API.



### **3.2.1.5 Filtrado inicial (*spurt loss*)**

O filtrado inicial foi determinado conforme a norma ANSI/API 13I (2009). O filtrado foi coletado em filtro prensa API (Figura 9) nos tempos de 1 minuto, 5 minutos, 7,5 minutos, 10 minutos, 15 minutos, 25 minutos e 30 minutos. Através dos valores encontrados para o volume de filtrado, em diferentes tempos, foram plotados os gráficos (volume de filtrado acumulado em função da raiz quadrada do tempo) para determinar a perda de filtrado inicial. Assim, ao plotar o gráfico do volume de filtrado versus a raiz quadrada do tempo ( $VF \times \sqrt{t}$ ), o ponto onde a curva toca o eixo y, que indica que o tempo tende a zero, mostra o valor do *spurt loss*.

### **3.2.1.6 Espessura de reboco**

A espessura do reboco foi determinada através da 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. 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 cm do controlador de vazão com diâmetro de 15 mm e com ângulo de ataque do fluxo da água de aproximadamente 45°. 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. A seguir, o papel de filtro com o reboco entre as lâminas de vidro foi submetido a uma pressão de aproximadamente 277,6 N/m<sup>2</sup> por um período de 2 minutos com a finalidade de uniformizar a superfície do reboco. Após esse período mediu-se a espessura do reboco com o auxílio de um extensômetro (Figura 10), fez-se então 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 10 - Extensômetro.



Fonte: NASCIMENTO, 2011.

### **3.2.1.7      Permeabilidade do reboco**

A permeabilidade do reboco foi determinada segundo a norma ANSI/API 131 (2009), dada pela Equação (2):

$$k = Q_f \cdot \varepsilon \cdot \mu \cdot 8,95 \times 10^{-5} \quad (2)$$

Sendo:

k = permeabilidade do reboco, em mD;

$Q_f$  = volume de filtrado, em  $\text{cm}^3$ ;

$\varepsilon$  = espessura de reboco, em mm;

$\mu$  = viscosidade da fase líquida do fluido, em cP.

### ***3.2.2 PARTE II: Estudo dos fluidos aquosos inibidos***

As formulações apresentadas na Parte I que exibiram melhores resultados foram selecionadas e adicionadas à sua composição o citrato de potássio.

#### **3.2.2.1      Preparação dos fluidos de perfuração**

Foi adicionado à formulação dos fluidos de perfuração o inibidor citrato de potássio. As concentrações de citrato de potássio utilizadas, foram definidas com

base na quantidade de potássio existente em 21 g de KCl (11 g de potássio). Para que se tenha uma quantidade de 11 g de potássio, se faz necessário a utilização de 28,8 g de citrato de potássio. Assim, a faixa de concentração de 15 g, 20 g, 25 g e 30 g de citrato de potássio/350 mL de água foi definida. Nas formulações que contém o inibidor citrato de potássio foram acrescentados as denominações as letras “A”, “B”, “C” e “D”, para as concentrações de 15 g, 20 g, 25 g e 30 g/350 mL de água, respectivamente. Na Tabela 4 está apresentada as formulações dos fluidos de perfuração inibidos. Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com metodologia apresentada no item 3.2.1.2, obedecendo a ordem descrita na Tabela 4.

Tabela 4 – Formulações dos fluidos inibidos.

<b>Aditivos</b>	<b>F6A</b>	<b>F6B</b>	<b>F6C</b>	<b>F6D</b>	<b>F7A</b>	<b>F7B</b>	<b>F7C</b>	<b>F7D</b>	<b>F8A</b>	<b>F8B</b>	<b>F8C</b>	<b>F8D</b>
<b>Anti-espumante (mL)</b>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Goma xantana*</b>	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
<b>CMC BV*</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
<b>Amido*</b>	12,0	12,0	12,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	12,0	12,0	12,0
<b>Controlador de pH*</b>	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Inibidor</b>	15,0	20,0	25,0	30,0	15,0	20,0	25,0	30,0	15,0	20,0	25,0	30,0
<b>Bactericida*</b>	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Lubrificante (mL)</b>	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
<b>Calcita*</b>	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0

\*g/350mL de água

### **3.2.2.2      Determinação das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos inibidos**

O estudo reológico dos fluidos contendo o inibidor citrato de potássio foi realizado de acordo com a metodologia descrita no item 3.2.1.3. As propriedades de filtração, volume de filtrado, filtrado inicial, espessura de reboco, e permeabilidade do reboco, foram determinadas de acordo com a metodologia descrita nos itens: 3.2.1.4, 3.2.1.5, 3.2.1.6 e 3.2.1.7, respectivamente.

### **3.2.2.3      Teste de dispersibilidade**

O teste de dispersibilidade foi determinado de acordo com a norma ANSI/API 13I (2009). Para a realização do teste de dispersibilidade, a amostra da argila bruta foi peneirada entre peneiras ABNT nº4 e ABNT nº8 (abertura entre 4,75 mm e 2,36 mm). O equipamento utilizado para realização do teste de dispersibilidade foi o forno rotativo Roller Oven da marca Fann modelo 704 ES. Este equipamento é composto por células de aço inox com capacidade de 400 mL.

Adicionou-se 350 mL de fluido de perfuração contendo o inibidor em cada célula do forno rotativo, em seguida adicionou-se 20 g de amostra de argila Brasgel PA que ficou retida na peneira ABNT nº8 (Figura 11); essa mistura foi agitada suavemente com uma espátula para promover a separação das partículas da argila. A rotação das células foi mantida em 50 rpm a 65,5°C (150°F) por 16 horas.

Figura 11 – Argila Brasgel PA.



Após a realização dessa etapa as células foram resfriadas a temperatura ambiente. Em seguida, o conteúdo da célula foi filtrado cuidadosamente em peneira de ABNT nº 100 (abertura 0,150 mm), com vazão de água doce de cerca de 2 L/min para promover a lavagem da amostra. O material que ficou retido na peneira foi seco em estufa a 60 °C.

O valor da dispersibilidade em percentagem é uma média de duas medidas e foi calculado pela Equação (3):

$$D = \left[ \frac{(P_i - P_r)}{P_i} \right] \times 100 \quad (3)$$

Sendo:

D = Dispersibilidade, %;

Pr = Peso da argila retida, g;

Pi = Peso inicial da amostra da argila, g.

#### **3.2.2.4      Teste de inibição de bentonita**

O teste de inibição de bentonita é um método que determina a quantidade máxima de argila que pode ser inibida por uma solução com inibidor na concentração de 8 g/350 mL de água. A metodologia consistiu na incorporação diária de argila na concentração de 10 g/350 mL de água ao fluido de perfuração, contendo as seguintes concentrações de inibidor: 15 g/350 mL, 20 g/350 mL, 25 g/350 mL e 30 g/350 mL de água e na obtenção das propriedades reológicas da mistura após a mesma ser submetida à temperatura 65,5°C (150°F) por 16 horas, antes da adição de uma nova porção de argila na concentração de 10 g/350 mL de água. O procedimento utilizado foi adaptado segundo a metodologia desenvolvida por Patel et al (1995). A obtenção das leituras foi realizada em viscosímetro Fann 35A a uma rotação de 3 rpm. Este procedimento foi realizado até o fluido atingir um valor de viscosidade que ultrapassa a capacidade de leitura pelo equipamento.

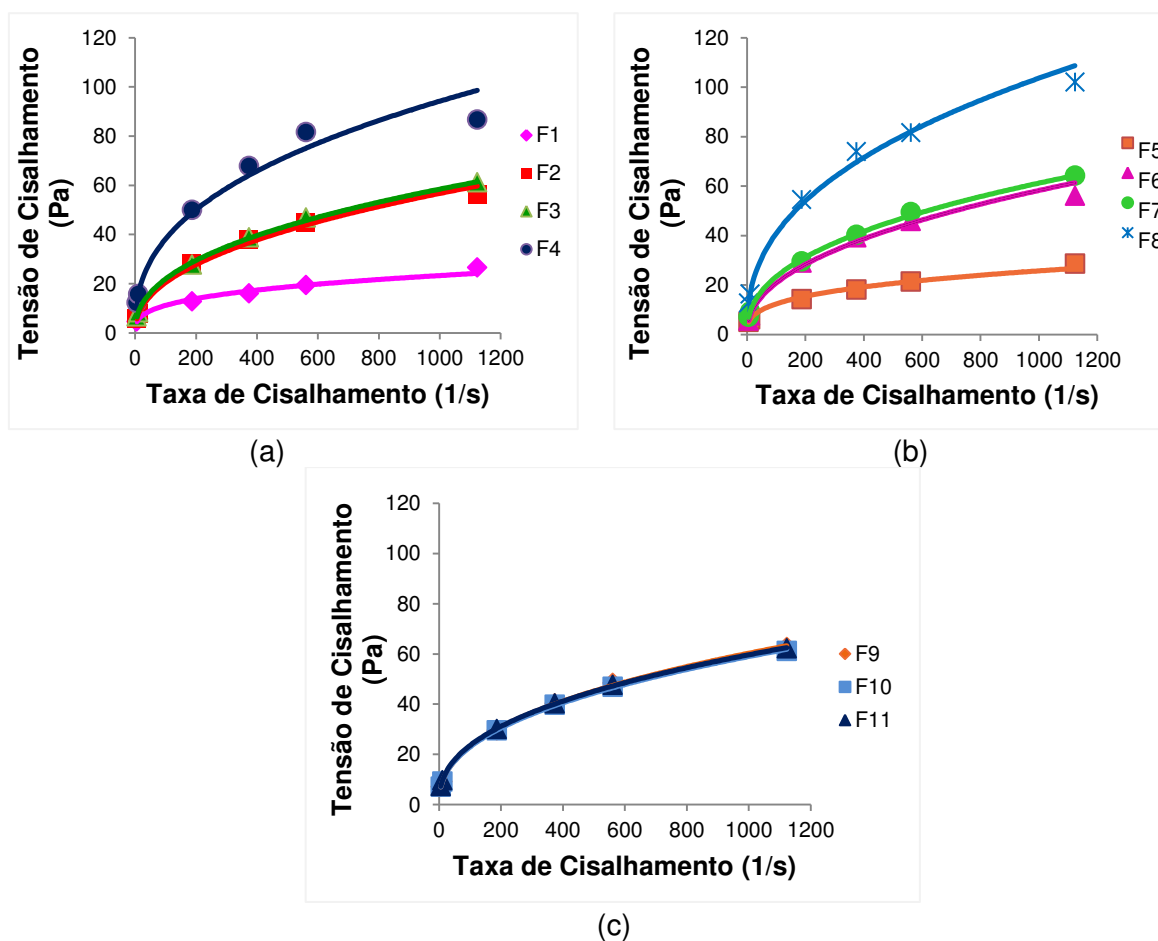
## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo estão apresentados e discutidos os resultados das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos aquosos, bem como os resultados obtidos para determinação do poder de inibição dos fluidos inibidos estudados.

### 4.1 Fluidos aquosos sem inibidor

Na Figura 12 estão apresentadas as curvas de fluxos dos fluidos de perfuração aquosos preparados de acordo com as formulações mostradas na Tabela 3.

Figura 12 - Curvas de fluxo dos fluidos aquosos: (a) Fluidos F1, F2, F3 e F4; (b) F5, F6, F7 e F8 e (c) F9, F10 e F11.



O comportamento reológico permite determinar de que modo o fluido fluirá mediante uma variedade de condições, como quando submetidos a diferentes tensões e taxas de cisalhamento (MACHADO, 2002).

Foi possível observar, por meio das curvas de fluxo apresentadas na Figura 12, que todos os fluidos estudados apresentaram comportamento pseudoplástico com limite de escoamento. Este tipo de comportamento pode ser causado por diversos fatores, dentre os quais: as características físicas das partículas, como área superficial, formato e dimensões; o tipo de interação entre as partículas (atração ou repulsão) e a concentração. 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 (OLIVEIRA et al, 2000). Uma das características deste comportamento é a diminuição da viscosidade aparente com o aumento da taxa de cisalhamento.

Foi observado, ainda, que a variação das concentrações dos aditivos não apresentou influência no comportamento pseudoplástico dos fluidos.

Com base na Figura 12, observou-se os fluidos F4 e F8 apresentaram maior tensão de cisalhamento em comparação aos demais. Esse comportamento é justificado devido ao fato destes fluidos conterem em sua formulação os aditivos amido e CMC BV em elevadas concentrações que promovem o aumento da viscosidade do sistema.

As equações das curvas, os coeficientes de determinação ( $R^2$ ), os índices de comportamento de fluxo ( $n$ ) e os índices de consistência do fluido ( $K$ ) dos fluidos estudados estão apresentados na Tabela 5.

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

Os fluidos pseudoplásticos seguem o modelo da potência, em que  $n$ , neste modelo, assume valores menores que 1 e maiores que 0. O índice do comportamento de fluxo ( $n$ ) variou de 0,3185 para o fluido F5 a 0,4484 para o fluido F6. 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.



Tabela 5 - Equações e parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos aquosos estudados.

Fluidos	Equação	R <sup>2</sup>	n	K
F1	$y=2,6512x^{0,3191}$	0,9928	0,3191	2,651
F2	$y=2,755x^{0,4440}$	0,9985	0,4440	2,755
F3	$y=3,216x^{0,4258}$	0,9993	0,4258	3,216
F4	$y=6,516x^{0,3921}$	0,9925	0,3921	6,516
F5	$y=2,9385x^{0,3185}$	0,9958	0,3185	2,939
F6	$y=2,7455x^{0,4484}$	0,9970	0,4484	2,746
F7	$y=3,564x^{0,4152}$	0,9996	0,4152	3,564
F8	$y=6,5705x^{0,4049}$	0,9975	0,4049	6,571
F9	$y=3,564x^{0,4152}$	0,9996	0,4152	3,564
F10	$y=3,6069x^{0,4101}$	0,9998	0,4101	3,607
F11	$y=3,8095x^{0,4039}$	0,9999	0,4039	3,809

O índice de consistência do fluido (K) variou de 2,651 para o fluido F1 a 6,571 para fluido F8. 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 F8 apresenta em sua formulação uma maior concentração de amido, CMC BV e calcita, justificando assim o maior valor do índice de consistência observado, conseqüentemente maior sua resistência ao escoamento.

Na Tabela 6 encontram-se os resultados de viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), força gel (FG), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (k) obtidos com os fluidos preparados de acordo com a Tabela 3.

Com base na Tabela 6, observou-se que os fluidos preparados com maiores concentrações de amido e CMC BV apresentaram maiores valores das propriedades reológicas, como é o caso dos fluidos F4 e F8, que apresentaram valores mais elevados para a viscosidade aparente, limite de escoamento e força gel, sendo estes valores para VA de 85,0 e 100,0 cP; para LE de 150,0 e 120,0 N/m<sup>2</sup> e para FG de 13,5 e 12,0 N/m<sup>2</sup>, respectivamente. Os fluidos que não contém em sua composição

amido e CMC BV (fluidos F1 e F5), apresentaram menores valores de VA, LE e FG, sendo estes valores de 26,0 e 28,0 cP para a VA, 24,0 e 28,0 N/m<sup>2</sup> referente ao LE e 1,5 e 1,0 N/m<sup>2</sup> referente a FG, para os fluidos F1 e F5, respectivamente. Os fluidos que apresentaram em sua composição CMC BV apresentaram maiores valores de VA e VP quando comparados aos fluidos preparados com amido.

Tabela 6 – Valores da viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (k) dos fluidos estudados.

<b>Fluidos</b>	<b>VA (cP)</b>	<b>VP (cP)</b>	<b>FG (N/m<sup>2</sup>)</b>	<b>LE (N/m<sup>2</sup>)</b>	<b>VF (mL)</b>	<b>ER (mm)</b>	<b>k (10<sup>-3</sup>mD)</b>
<b>F1</b>	26,0	14,0	1,5	24,0	16,4	0,546	0,801
<b>F2</b>	55,0	22,5	11,0	65,0	9,2	0,794	0,654
<b>F3</b>	60,0	28,0	3,0	64,0	16,4	1,131	1,661
<b>F4</b>	85,0	10,0	13,5	150,0	10,4	1,295	1,205
<b>F5</b>	28,0	14,0	1,0	28,0	10,0	0,514	0,460
<b>F6</b>	55,0	20,0	10,0	70,0	6,0	0,822	0,441
<b>F7</b>	63,0	39,0	3,5	48,0	8,0	0,822	0,589
<b>F8</b>	100,0	40,0	12,0	120,0	5,4	1,394	0,674
<b>F9</b>	61,5	28,0	6,5	67,0	8,4	0,948	0,712
<b>F10</b>	60,0	28,0	6,0	64,0	8,0	0,942	0,674
<b>F11</b>	61,0	28,5	7,0	65,0	7,8	0,905	0,632

Segundo Pereira apud Amorim (2003), o ganho de viscosidade da CMC deve-se à hidratação do polímero: o grupo carboximetil ( $\text{CH}_2\text{OCH}_2\text{COO}^-\text{Na}^+$ ), quando em solução aquosa, apresenta características típicas de polietrólitos e libera o íon  $\text{Na}^+$  tornando-se aniônico e livre para hidratar-se. Desta forma, moléculas de água são adsorvidas às cadeias do polímero, que adquirem uma configuração alongada e elevam a viscosidade do sistema. Em soluções diluídas, as moléculas de CMC apresentam-se, na maior parte, estendidas, devido à repulsão eletrostática presente ao longo da cadeia principal do polímero, apresentando um maior raio hidrodinâmico.

Em solução, as cadeias de amido podem sofrer mudança conformacional de helicoidal para enovelada. Sob esforços cisalhantes, os segmentos conectados se esticam elasticamente e finalmente as moléculas começam a se desemaranhar, orientar e escoar na direção da força cisalhante (MACHADO, 2002). As formulações que continham apenas amido em sua composição, ou amido e calcita, apresentaram valores de VA inferiores aos fluidos que continham CMC BV e/ou CMC BV e calcita. Esse fato é justificado em virtude de um dos componentes do amido, a amilopectina, que possui cadeias ramificadas. A ramificação aumenta a densidade do novelo polimérico, sendo que um polímero ramificado ocupa um volume menor do que de um linear de mesmo tamanho e conseqüentemente apresenta uma viscosidade menor (ANTONIOU et al, 2010).

De acordo com a Tabela 6, observou-se que os fluidos F1 e F3 apresentaram maiores valores de VF (16,4 mL). Esse comportamento deve-se, muito provavelmente, ao fato de que os mesmos não apresentam em sua composição o selante (calcita), que tem como função reduzir as perdas por filtração. Os elevados valores de volume de filtrado, por sua vez, indicam invasão excessiva de filtrado nas formações geológicas e podem ocasionar problemas durante a perfuração do poço.

Comparando os fluidos F6 e F7 que continham em sua composição amido e calcita e CMC BV e calcita, respectivamente, com o fluido F5 que continha em sua composição apenas a calcita, observou-se que os aditivos amido e CMC BV atuaram de forma efetiva em sua função de reduzir as perdas por filtração. Essa redução foi mais pronunciada ao adicionar o amido ao fluido, onde o VF foi reduzido de 10,0 mL (F5) para 6,0 mL (F6). O fluido F5 foi preparado com concentração máxima estudada de calcita (25 g/350 mL de água) e o fluido F6 foi preparado com concentrações máximas estudadas de amido (12 g/350 mL de água) e calcita (25 g/350 mL de água). O comportamento observado deve-se ao fato do amido ser 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. Outra característica importante desse polímero é o fato de possuir partículas grandes em sua cadeia, o que auxilia na minimização

da penetração do fluido de perfuração na formação (CAERNN e CHILLINGAR, 1996).

De acordo com a Tabela 6, observou-se que fluido F8 apresentou menor valor de VF, e, portanto melhor, sendo este igual a 5,4 mL. O baixo valor de VF obtido para o fluido F8 já era esperado, uma vez que o mesmo foi preparado com concentrações máximas dos aditivos redutores de filtrado (12 g de amido/350 mL de água, 3,5 g de CMC BV/350 mL de água e 25 g de calcita/350 mL de água). Foi observado também, que a ação conjunta do amido e calcita ou CMC BV e calcita promoveu a redução do VF dos fluidos quando comparados aos fluidos que continham isoladamente os aditivos, amido, CMC BV e calcita. O volume de filtrado também é influenciado pela viscosidade, maiores valores de viscosidades conduzem a menores valores de VF. O fluido F8 apresentou maior viscosidade e conseqüentemente menor valor de VF.

Para a espessura de reboco, verificou-se que os fluidos F1 e F5 apresentaram os menores valores de ER, sendo estes valores de 0,546 e 0,541mm, respectivamente. Os fluidos F1 e F5, não apresentam em sua composição os aditivos amido e CMC BV.

Foi observado também que os fluidos F4 e F8 apresentaram maiores valores de ER quando comparados aos demais, sendo estes valores de 1,295 e 1,394 mm, respectivamente. O fluido F4 foi preparado com concentração máxima de amido (12 g/350 mL de água) e CMC BV (3,5 g/350 mL de água) e o fluido F8 com concentrações máximas de CMC BV (3,5 g/350 mL de água), amido (12 g/350 mL de água) e calcita (25 g/350 mL de água), respectivamente. O alto valor da ER de reboco associada ao fluido F8 é devido ao fato do mesmo conter em sua formulação as concentrações mais elevadas dos aditivos estudados.

A propriedade de filtração requerida de um fluido de perfuração é para a obtenção de um reboco com uma permeabilidade adequada. Se o reboco é muito permeável, uma grande quantidade de água do fluido de perfuração vai passar através do reboco para a formação geológica, que conduz à perda das propriedades reológicas requeridas, bem como dano à formação (BENNA, 2001).

Também com base na Tabela 4, observou-se que os fluidos F3 e F4 apresentaram elevados valores de permeabilidade, sendo estes valores de 0,460 e

$0,441 \times 10^{-3}$  mD, respectivamente, quando comparado com os demais fluidos. A elevada permeabilidade neste caso está relacionada com os altos valores de ER e VF, uma vez que a permeabilidade do reboco é determinada com bases nessas duas propriedades. Quanto maior a permeabilidade adquirida pelo reboco menor será o controle de filtração.

Segundo Lomba (2010), a permeabilidade do reboco é influenciada pela natureza das partículas coloidais existentes no sistema, tanto quanto pelo tamanho e forma dessas partículas. Compostos orgânicos macromoleculares, como amidos, reduzem a permeabilidade do reboco devido à capacidade de deformação e ao pequeno tamanho das suas moléculas hidrolisadas. Os fluidos F2, F6, F8, F9, F10 e F11 que continham amido em sua composição apresentaram valores de k inferiores quando comparados aos fluidos que não continham o amido em sua composição, sendo o menor valor apresentado pelo fluido F6 com k igual a  $0,441 \times 10^{-3}$  mD.

A Tabela 7 apresenta as análises de variância e os modelos matemáticos codificados (equação de regressão) para as variáveis VA, VP, FG, LE, VF, ER e k dos fluidos preparados de acordo com o planejamento experimental contido na Tabela 2.

O coeficiente de determinação ou explicação ( $R^2$ ) quantifica a qualidade do ajustamento, pois fornece uma medida da proporção da variação explicada pela equação de regressão em relação à variação total das respostas, variando de 0 a 100% (RODRIGUES, 2010).

Para os fluidos preparados de acordo com o planejamento experimental, a análise de significância estatística mostrou que os coeficientes de correlação (R) e os coeficientes de variação explicada ( $R^2$ ) dos resultados experimentais para as variáveis VA, FG, LE e ER foram satisfatórios, com valores superiores a 0,96 e 92%, respectivamente. Sendo assim, os modelos matemáticos apresentados têm mais de 92% das variações obtidas explicadas pelo modelo. Para as variáveis VP, VF e k os valores dos coeficientes de correlação (R) e de variação explicada ( $R^2$ ) foram superiores a 0,72 e 52%, sendo mais de 52% das variações obtidas explicadas pelo modelo.

Tabela 7 - Análise de variância (ANOVA) e modelos matemáticos codificados da viscosidade aparente (VA), da viscosidade plástica (VP), do limite de escoamento (LE), do volume de filtrado (VF), da espessura do reboco (ER) e da permeabilidade do reboco (k) dos fluidos estudados para o planejamento experimental empregado.

Fonte de variação	VA	VP	FG	LE	VF	ER	k
<b>Coefficiente de correlação (R)</b>	0,985	0,727	0,993	0,989	0,928	0,960	0,933
<b>% de variação explicada*</b>	97,04	52,90	98,50	97,78	86,03	92,10	87,19
<b>F<sub>calculado</sub>/F<sub>tabelado</sub></b>	29,44	1,44	58,70	14,53	7,92	10,46	3,65

**Modelos matemáticos codificados para os fluidos estudados.**

$$VA \text{ (cP)} = (59,5^{**}\pm 0,230) + (14,75A^{**}\pm 0,270) + (18,00B^{**}\pm 0,270)$$

$$VP \text{ (cP)} = (24,73^{***}\pm 0,087) + (5,8125B^{***}\pm 0,102) + (5,4375BC^{***}\pm 0,102)$$

$$LE \text{ (N/m}^2\text{)} = (69,55^{**}\pm 0,461) + (30,13^{**}A\pm 0,540) + (24,375^{**}B\pm 0,540) + (9,375AB^{**}\pm 0,540) - (6,875BC^{**}\pm 0,540)$$

$$FG \text{ (N/m}^2\text{)} = (6,818^{**}\pm 0,151) + (4,6875A^{**}\pm 0,177) + (1,0625B^{**}\pm 0,177)$$

$$VF \text{ (mL)} = (9,636^{***}\pm 0,092) - (2,475A^{***}\pm 0,108) - (2,875C^{***}\pm 0,108)$$

$$ER \text{ (mm)} = (0,9193^{**}\pm 0,007) + (0,1615A^{**}\pm 0,008) + (0,2458B^{**}\pm 0,008)$$

$$k \text{ (mD)} = (0,000773^{**}\pm 0,000012) + (0,0002216B^{**}\pm 0,000014) - (0,0002696C^{**}\pm 0,000014) - (0,000131BC^{**}\pm 0,0000144)$$

Sendo: A = amido, B = CMC BV e C = calcita.

\* $R^2 = \left(\frac{SQ_R}{SQ_T}\right) \times 100$ , sendo  $SQ_R$  a soma quadrática da regressão,  $SQ_T$  a soma quadrática total.

\*\* Estatisticamente significativo ao nível de 95% de confiança.

\*\*\* Estatisticamente significativo ao nível de 90% de confiança

O teste F apresenta a razão entre o  $F_{\text{calculado}}$  e o  $F_{\text{tabelado}}$ ; sempre que esta relação for maior que 1, a regressão é estatisticamente significativa, ou seja, há relação entre as variáveis independentes e dependentes (RODRIGUES, 2010).

Para os parâmetros avaliados, todas as variáveis apresentaram valores de Teste F superiores a 1, indicando que o modelo é estatisticamente significativo ao nível de 95,0% de confiança para a VA, FG, LE, ER e k. Em relação a VP e VF, as regressões são estaticamente significativas ao nível de 90% de confiança. Para as propriedades VA, FG, LE, VF e ER foram obtidos modelos significativos e preditivos,

uma vez que as razões entre o  $F_{\text{calculado}}$  e o  $F_{\text{tabelado}}$  apresentaram valores superiores a 5 (RODRIGUES, 2010).

Nas Figuras 13, 14, 15 e 16 estão apresentadas as superfícies de resposta obtidas a partir dos modelos matemáticos codificados apresentados na Tabela 7, para VA, VP, LE e FG, respectivamente.

Figura 13 - Superfícies de resposta para VA, fixando: (a) concentração de calcita em 12,5 g/350 mL de água e (b) concentração de amido em 12 g/350 mL de água.

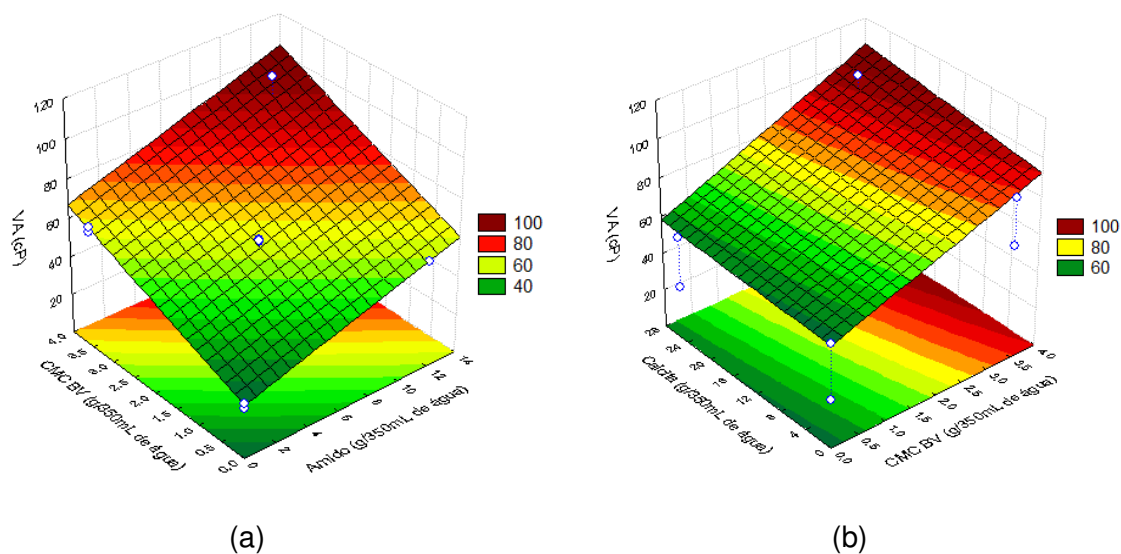
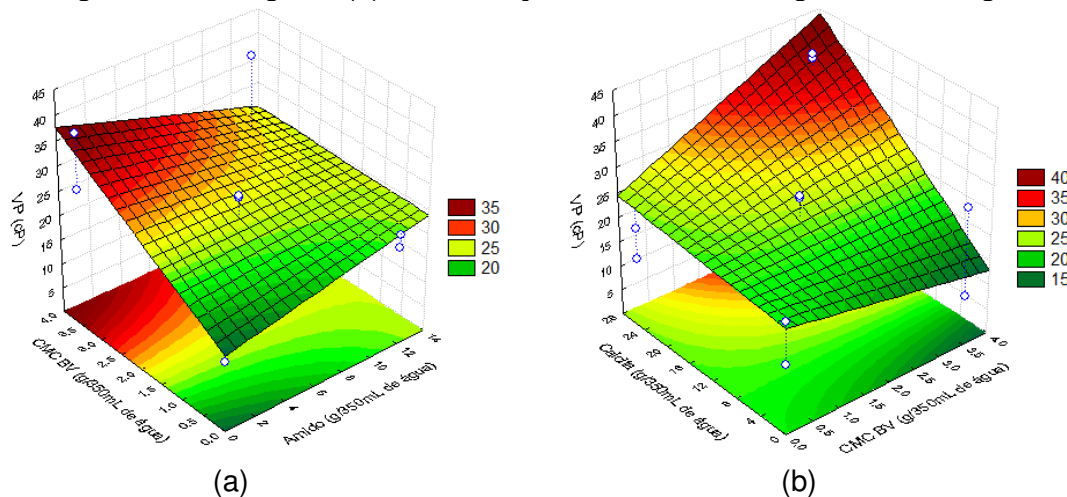


Figura 14 - Superfícies de resposta para VP, fixando: (a) concentração de calcita em 12,5 g/350 mL de água e (b) concentração de amido em 12 g/350 mL de água.

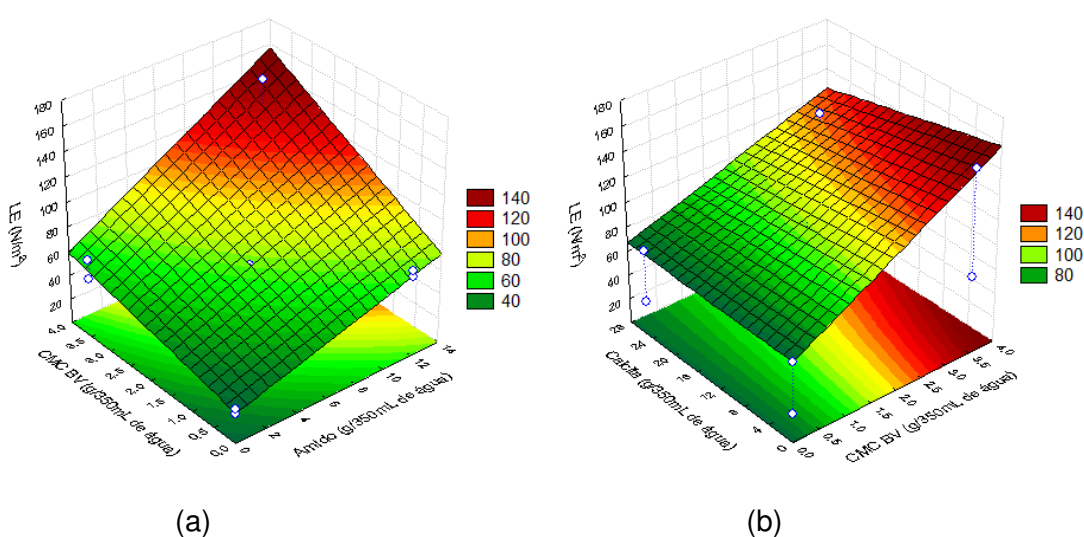


Através da análise das Figuras 13 (a) e 13 (b), observou-se que os maiores valores para a VA ocorrem com os fluidos preparados com as maiores concentrações de amido e CMC BV, e a calcita, por sua vez, não tem influência em

tal propriedade. De acordo com o modelo matemático obtido, o amido e o CMC BV tem influência estatística sobre a VA.

Foi observado através das Figuras 14 (a) e 14 (b) que maiores valores de VP são obtidos quando os fluidos são preparados com maiores concentrações de CMC BV e calcita, e que a variável de entrada amido, não tem influencia estatística sobre esta variável, fato que pode ser comprovado com o modelo matemático apresentado na Tabela 7.

Figura 15 - Superfícies de resposta para LE, fixando: (a) concentração de calcita em 12,5 g/350 mL de água e (b) concentração de amido em 12 g/350 mL de água.

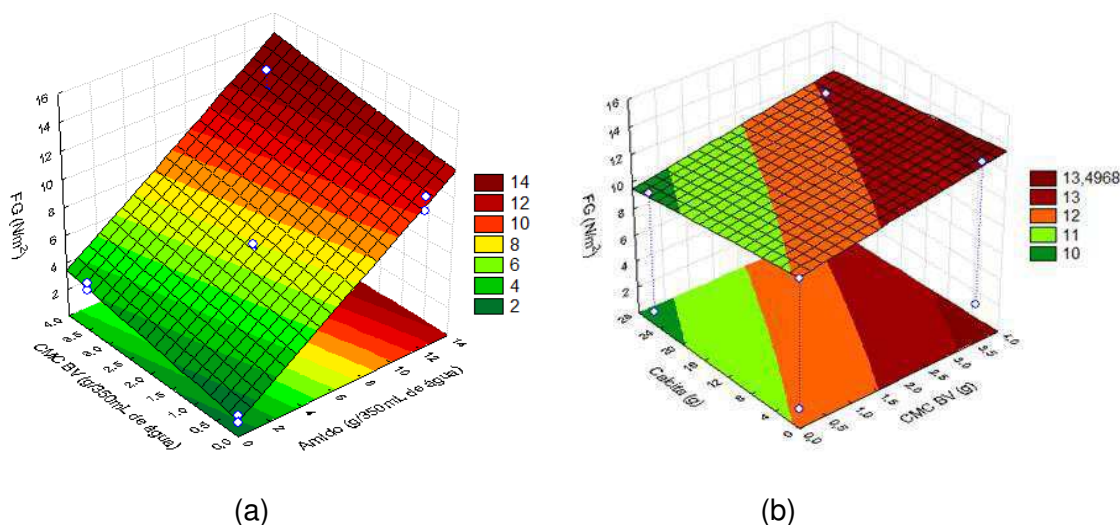


Por meio da análise da Figura 15 (a), observou-se que menores valores de LE são obtidos quando da preparação dos fluidos com menores concentrações de amido juntamente com menores concentrações de CMC BV. Para a Figura 15 (b), foi observado que a calcita não influencia o limite de escoamento.

A análise das variáveis independentes (amido, CMC BV e calcita) e a interação entre elas para a força gel (FG) indicaram que o amido e o CMC BV influenciam estatisticamente a FG. Menores valores de FG são obtidos quando da preparação do fluido com menores concentrações de amido e CMC BV. A calcita não altera de forma significativa esta propriedade. Esta afirmação pode ser comprovada com a Figura 16 e o modelo matemático apresentado na Tabela 7.

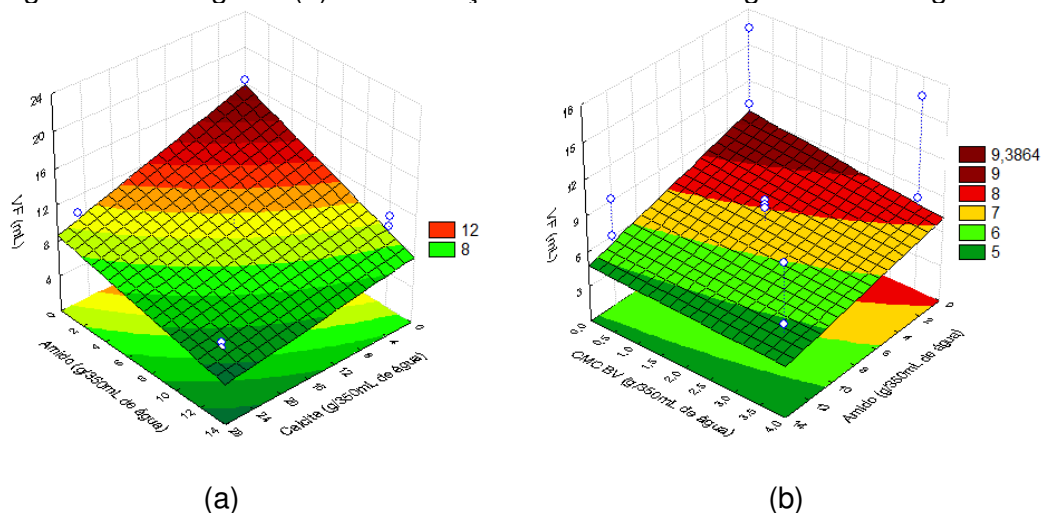


Figura 16 - Superfícies de resposta para FG, fixando: (a) concentração de calcita em 12,5 g/350 mL de água e (b) concentração de amido em 12 g/350 mL de água.



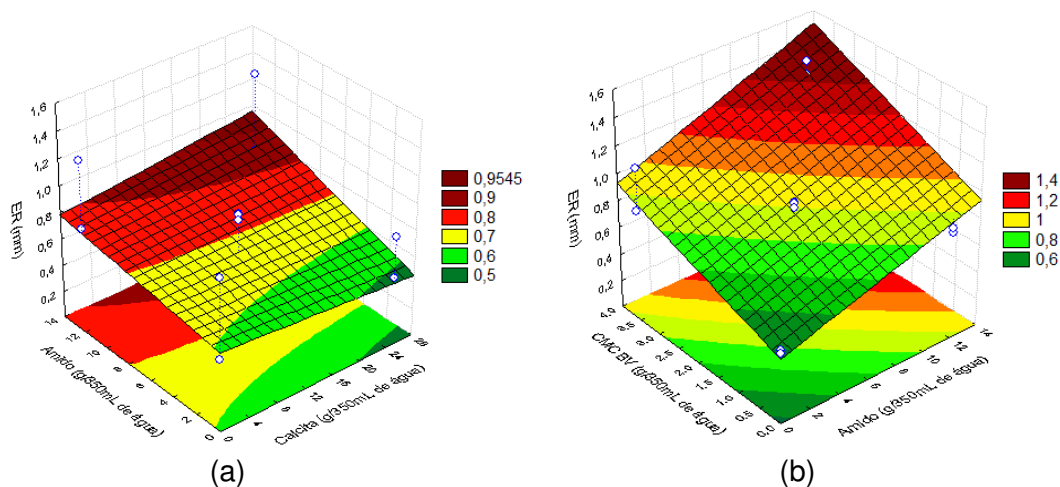
Nas Figuras 17, 18 e 19, estão apresentadas as superfícies de respostas para as propriedades de filtração, VF, ER e  $k$ , respectivamente.

Figura 17 - Superfícies de resposta para VF, fixando: (a) concentração de CMC BV em 0 g/350 mL de água e (b) concentração de calcita em 25 g/350 mL de água.



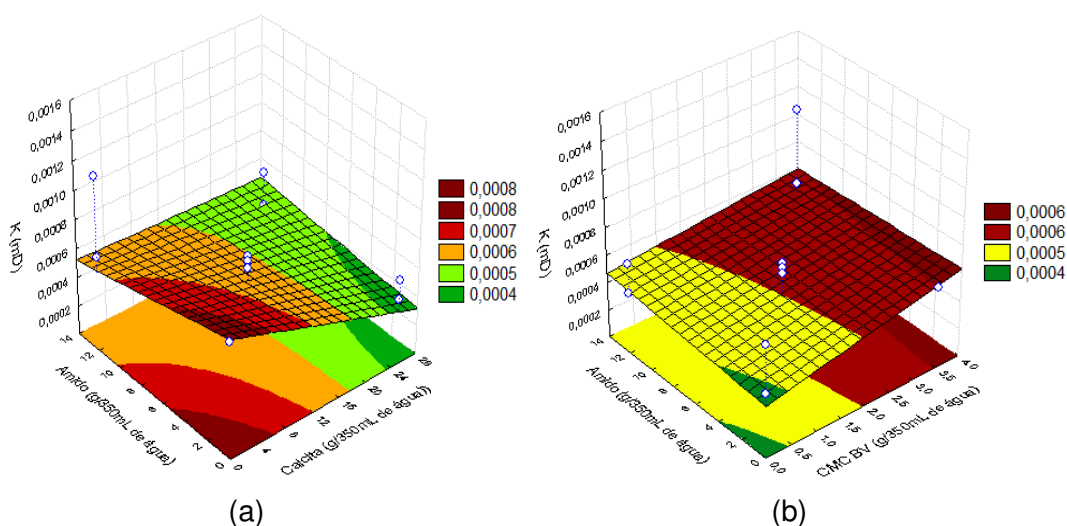
Através da análise da Figura 17(a), observou-se que os menores valores e, portanto, melhores valores de VF podem ser obtidos com o uso de maiores concentrações de calcita e amido. Para a Figura 17(b), observou-se que maiores concentrações de amido podem contribuir positivamente para menores valores de VF. De acordo com o modelo matemático obtido para a variável independente VF, apenas os aditivos amido e calcita influenciam de forma estatística esta variável.

Figura 18 - Superfícies de resposta para ER, fixando: (a) concentração CMC BV em 0 g/350 mL de água e (b) concentração de calcita em 25 g/350 mL de água.



Para a variável ER, nas Figuras 18(a) e 18(b) observou-se que os menores valores de ER são obtidos com os fluidos preparados com menores concentrações dos aditivos amido e CMC BV. De acordo com o modelo matemático apresentado para esta variável, a calcita não tem influência estatística em tal propriedade. Este comportamento foi observado fixando: (a) a concentração de CMC BV em 0 g/350 mL de água e em (b) a concentração de calcita em 25 g/350 mL de água.

Figura 19 - Superfícies de resposta para k, fixando: (a) concentração CMC BV em 0 g/350 mL de água e (b) concentração de calcita em 25 g/350 mL de água.



Por meio da análise das Figuras 19(a) e 19(b), as quais foram obtidas fixando-se a concentração de CMC BV em 0 g/350 mL de água e a concentração de

calcita em 25 g/350 mL de água, respectivamente, sugere-se que menores valores de  $k$  podem ser obtidos quando da preparação do fluido com maiores concentrações de calcita e/ou menores concentrações de amido e CMC BV. De acordo com o modelo matemático obtido para a  $k$ , as variáveis CMC BV e calcita e a interação CMC BV/calcita influenciam de forma estatística a variável dependente  $k$ .

Através dos valores encontrados para o volume de filtrado, em diferentes tempos, foram plotados os gráficos para determinar a perda de filtrado inicial, *spurt loss*. Os gráficos estão apresentados na Figura 20. Na Tabela 8, encontram-se as equações das curvas, coeficiente de determinação e os valores do *spurt loss* para os fluidos aquosos estudados.

Figura 20 - Gráfico VF x  $\sqrt{t}$  para as formulações estudadas.

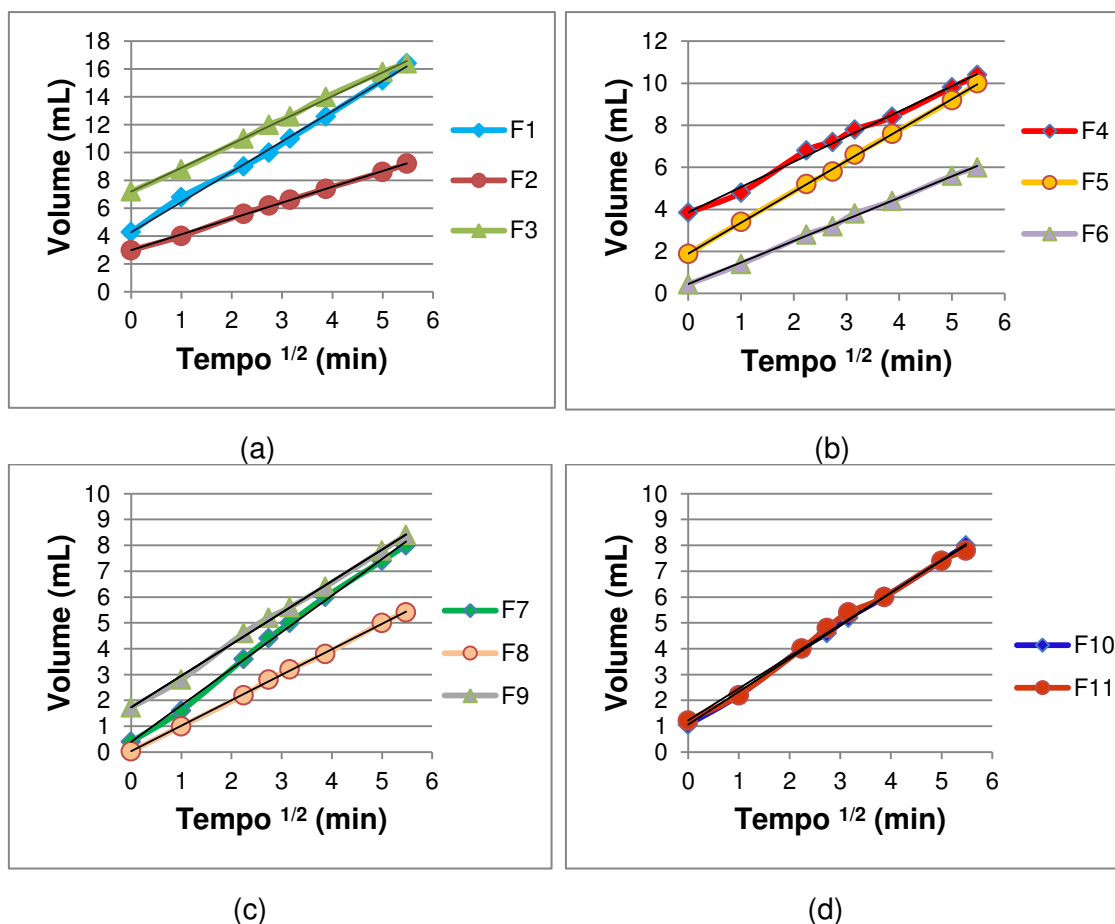


Tabela 8 – Equações, parâmetros e valores de *spurt loss* dos fluidos aquosos.

Fluidos	Equação	R <sup>2</sup>	<i>Spurt loss</i>
F1	y=2,1725x+4,2780	0,9976	4,28
F2	y=1,1377x+2,9818	0,9989	2,98
F3	y=1,712x+7,1981	0,9987	7,20
F4	y=1,202x+3,8496	0,9952	3,85
F5	y=1,47x+1,8921	0,9995	1,89
F6	y=1,0266x+0,4407	0,9989	0,44
F7	y=1,413x+0,3990	0,9975	0,40
F8	y=0,986x+0,0341	0,9994	0,03
F9	y=1,221x+1,7312	0,9983	1,73
F10	y=1,2763x+1,0599	0,9989	1,06
F11	y=1,2367x+1,2213	0,9943	1,22

O coeficiente de determinação (R<sup>2</sup>) de todos os fluidos foi da ordem de 0,99, valor muito próximo de 1, o que representa uma ótima correlação dos dados experimentais com o modelo matemático proposto (modelo linear).

O volume de filtrado inicial, chamado de *spurt loss*, é uma relação entre o volume de filtrado e o tempo de filtração. Isto é, é a perda instantânea de volume de fluido que ocorre antes da formação do reboco e é um bom indicador dos sólidos em suspensão no fluido.

Segundo Darley et al (2011), na filtração estática, o volume de filtrado é proporcional à raiz quadrada do tempo, sendo assim, ao plotar um gráfico de volume de filtrado versus a raiz quadrada do tempo (VF x  $\sqrt{t}$ ), o ponto onde a curva toca o eixo y, mostra o valor do *spurt loss*. A principal causa desta perda inicial é o fato de que existe uma tendência das menores partículas do fluido atravessarem o meio filtrante antes de haver uma obstrução dos poros por meio do reboco, através do qual apenas o filtrado irá passar. Assim, de acordo com as Figuras 20 (b) e 20 (c) e da Tabela 8, os fluidos F6, F7 e F8 apresentaram os menores valores para o *spurt loss*, sendo estes valores de 0,44; 0,40 e 0,03 mL, respectivamente. O fluido F8 apresentou menor e, portanto melhor valor de *spurt loss*, indicando que há uma maior quantidade de partículas finas presentes em sua composição.

Comparando os fluidos F6 e F7, em que os mesmos apresentaram os mesmos valores de ER e SL, sendo estes valores iguais a 0,822 mm e 0,40 mL, respectivamente, observou-se que a permeabilidade obtida para o fluido F6 ( $k=0,441 \times 10^{-3}$  mD) foi inferior a permeabilidade apresentada pelo fluido F7 ( $k=0,589 \times 10^{-3}$  mD). Como a permeabilidade do reboco depende do volume de filtrado e espessura de reboco, o volume de filtrado foi menor para o fluido F6, conseqüentemente menor a sua permeabilidade. O fluido F6 foi preparado com amido e calcita, já o fluido F7 foi preparado com CMC BV e calcita. Assim, o amido atuou de forma efetiva em sua função de reduzir as perdas por filtração.

Assim, os aditivos amido, CMC BV e calcita influenciam as propriedades de filtração fluidos de perfuração estudados. As melhores composições estudadas foram os fluidos F6, F7 e F8, uma vez que os mesmos apresentaram melhor desempenho frente ao *spurt loss* e ao volume de filtrado. Desta forma, estes fluidos foram selecionados para que o citrato de potássio fosse adicionado a sua composição. O fluido F6 foi preparado com concentrações máxima estudadas de amido (12 g/350 mL de água) e de calcita (25 g/350 mL de água), o fluido F7 com concentrações máximas estudadas de CMC BV (3,5 g/350 mL de água) e de calcita (25 g/350 mL de água) e o fluido F8 com concentrações máximas de amido (12 g/350 mL de água), de CMC BV (3,5 g/350 mL de água) e de calcita (25 g/350 mL de água).

#### **4.1.1 Conclusões parciais**

De acordo com os resultados obtidos para os fluidos aquosos, foi possível concluir que:

- Todos os fluidos estudados apresentaram comportamento pseudoplástico;
- Os fluidos preparados com maiores concentrações de amido e CMC BV apresentaram maiores valores das propriedades reológicas;
- Os modelos matemáticos obtidos para VA, LE, FG, ER e k são estatisticamente significativos ao nível de 95% de confiança e estatisticamente significativos ao nível de 90% de confiança para VP e VF, uma vez que o Teste F foi superior a 1;

- Os aditivos amido e calcita influenciam estatisticamente o volume de filtrado dos fluidos, ao nível de 90% de confiança, sendo obtidos menores, e, portanto, melhores valores de VF com o uso de maiores concentrações de amido e calcita;
- A aditivação de fluidos aquosos com amido e calcita em elevadas concentrações ou com amido, CMC BV e calcita em elevadas concentrações conduz a valores de volume de filtrado API satisfatórios, da ordem de 6,0mL;
- Menores valores de ER são obtidos com os fluidos preparados com menores concentrações de amido e CMC BV;
- Menores valores de permeabilidade (k) podem ser obtidos quando da preparação do fluido com maiores concentrações de amido e calcita e/ou menores concentrações de amido e CMC BV;
- O fluido F8 apresentou menor valor de *spurt loss* e, portanto melhor, indicando que este fluido é composto por uma maior quantidade de partículas finas, promovendo a formação do reboco de forma mais rápida, e;
- Os fluidos F6, F7 e F8 foram selecionados para que o citrato de potássio fosse adicionado em sua composição.

## 4.2 Fluidos aquosos inibidos

Na Figura 21 estão apresentadas as curvas de fluxos dos fluidos de perfuração inibidos preparados de acordo com as formulações mostradas na Tabela 4.

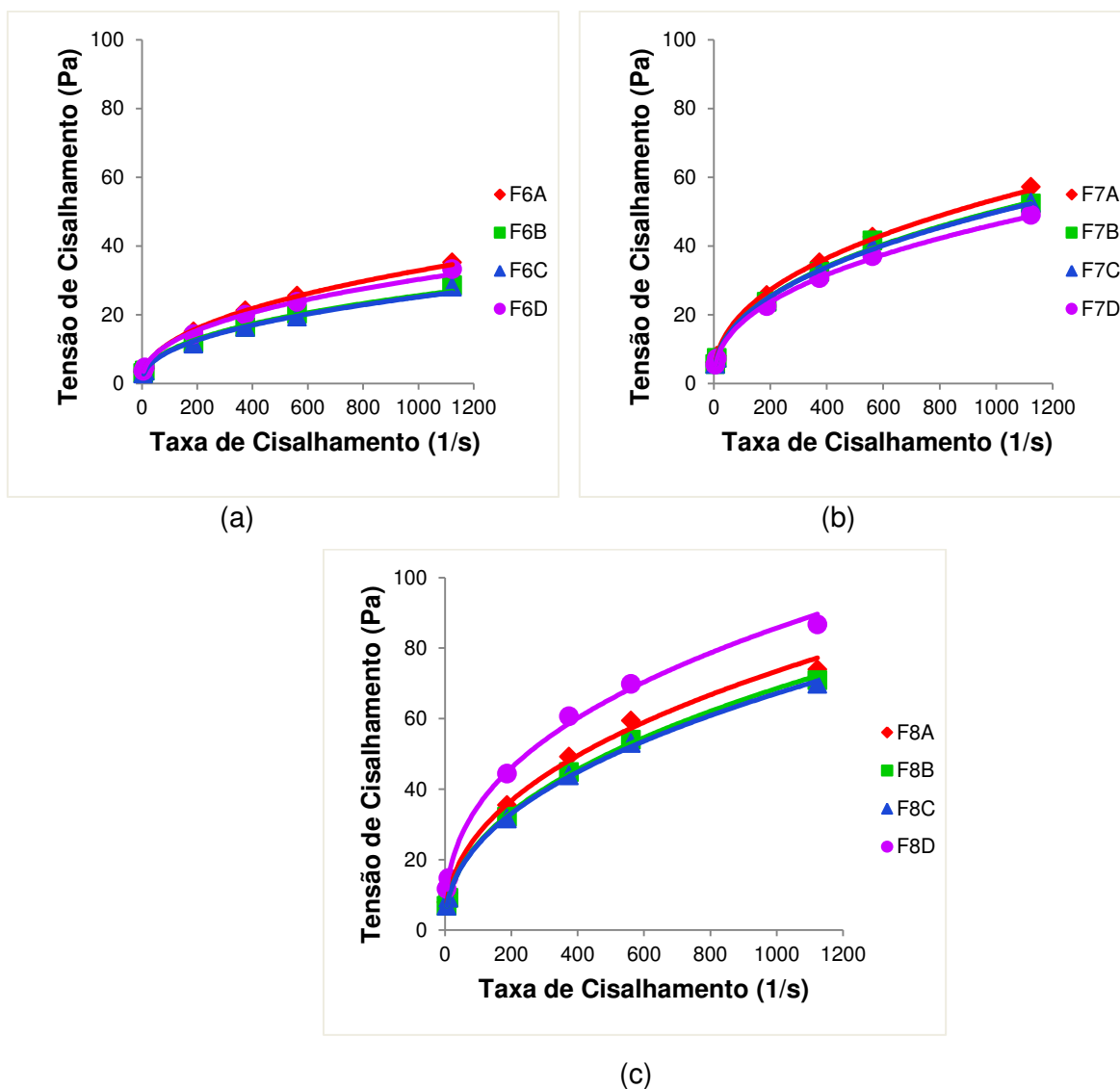
Através da análise das curvas de fluxo apresentadas na Figura 21, foi observado que todos os fluidos estudados apresentaram comportamento pseudoplástico. Este tipo de comportamento tem como característica a diminuição da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento e é comum nos fluidos de perfuração que contém aditivos poliméricos em sua formulação.

Foi observado ainda, que a variação das concentrações do inibidor não apresentou influência no comportamento pseudoplástico dos fluidos estudados.

Observou-se que as curvas de fluxo para os fluidos F8A, F8B, F8C e F8D apresentaram maior tensão de cisalhamento em comparação aos demais. Esse

comportamento é justificado devido ao fato deste fluido conter em sua formulação os aditivos amido, CMC BV e calcita em elevadas concentrações que promovem o aumento da viscosidade do sistema.

Figura 21 - Curvas de fluxo dos fluidos inibidos: (a) Fluidos F6A, F6B, F6C e F6D; (b) F7A, F7B, F7C e F7D e (C) F8A, F8B, F8C e F8D.



Na Tabela 9 estão apresentadas as equações das curvas, os coeficientes de determinação ( $R^2$ ), os índices de comportamento de fluxo ( $n$ ) e os índices de consistência do fluido ( $K$ ) dos fluidos inibidos estudados.

Tabela 9 – Equações e parâmetros das equações matemáticas das curvas de fluxo dos fluidos inibidos estudados.

Fluidos	Equação	R <sup>2</sup>	n	K
<b>F6A</b>	$y=1,5602x^{0,4472}$	0,9995	0,4472	1,5602
<b>F6B</b>	$y=1,4006x^{0,4263}$	0,9974	0,4263	1,4006
<b>F6C</b>	$y=1,3356x^{0,4380}$	0,9979	0,4380	1,3356
<b>F6D</b>	$y=1,7569x^{0,4177}$	0,9987	0,4177	1,7569
<b>F7A</b>	$y=3,0324x^{0,4216}$	0,9996	0,4216	3,0324
<b>F7B</b>	$y=2,7658x^{0,4255}$	0,9988	0,4255	2,7658
<b>F7C</b>	$y=2,78x^{0,4236}$	0,9997	0,4236	2,7800
<b>F7D</b>	$y=2,699x^{0,4173}$	0,9987	0,4173	2,6990
<b>F8A</b>	$y=3,8939x^{0,4312}$	0,9991	0,4312	3,8939
<b>F8B</b>	$y=3,3016x^{0,4452}$	0,9997	0,4452	3,3016
<b>F8C</b>	$y=3,3239x^{0,4412}$	0,9998	0,4412	3,3239
<b>F8D</b>	$y=6,1629x^{0,3864}$	0,999	0,3864	6,1629

Foi obtida uma ótima correlação dos dados experimentais com o modelo matemático proposto, uma vez que o coeficiente de determinação (R<sup>2</sup>) foi da ordem de 0,99.

O índice do comportamento de fluxo (n) variou de 0,3864 para o fluido F8D a 0,4472 para o fluido F6A, indicando quanto o comportamento de fluxo do fluido se afastou do comportamento newtoniano.

O índice de consistência do fluido (K) variou de 1,3356 para o fluido F6C a 6,1629 para fluido F8D. Quanto maior o valor de **K**, maior a sua resistência ao escoamento e, portanto, maior a sua viscosidade. O fluido F8D apresenta em sua formulação uma maior concentração de amido, CMC BV, calcita e citrato de potássio, justificando assim o maior valor do índice de consistência observado, conseqüentemente maior sua resistência ao escoamento.

Na Tabela 10 encontram-se os resultados de viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), força gel (FG), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (k) obtidos com os fluidos preparados de acordo com a Tabela 4.



Tabela 10 - Valores da viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (k) dos fluidos inibidos estudados.

<b>Fluidos</b>	<b>VA (cP)</b>	<b>VP (cP)</b>	<b>FG (N/m<sup>2</sup>)</b>	<b>LE (N/m<sup>2</sup>)</b>	<b>VF (mL)</b>	<b>ER (mm)</b>	<b>k (10<sup>-3</sup>mD)</b>
<b>F6A</b>	34,0	18,0	0,0	32,0	5,2	0,399	0,1857
<b>F6B</b>	27,5	16,0	0,0	23,0	5,0	0,392	0,1754
<b>F6C</b>	27,5	17,0	0,5	21,0	5,0	0,359	0,1665
<b>F6D</b>	32,5	19,5	2,5	27,0	6,0	0,437	0,2347
<b>F7A</b>	56,0	28,0	3,0	56,0	8,8	0,819	0,6450
<b>F7B</b>	51,5	26,0	3,0	51,0	9,0	0,742	0,5976
<b>F7C</b>	51,5	25,0	4,0	53,0	9,2	0,757	0,6233
<b>F7D</b>	48,0	23,5	3,0	49,0	8,8	0,789	0,6214
<b>F8A</b>	70,0	25,0	7,0	90,0	5,0	0,748	0,3347
<b>F8B</b>	66,0	33,0	5,0	66,0	5,2	0,723	0,3365
<b>F8C</b>	68,5	33,0	14,0	71,0	5,0	0,703	0,3146
<b>F8D</b>	85,0	33,0	14,0	104,0	5,2	0,823	0,3830

Com base na Tabela 10, foi observado que o aumento da concentração do inibidor ocasionou redução na viscosidade aparente dos fluidos F6B, F6C, F6D, F7B, F7C, F7D, F8B e F8C. Foi observado também que a variação da concentração de inibidor de 20 para 25 g/350 mL de água propiciou pequenas variações para a VA, VP e LE.

A redução da viscosidade pode ser explicada pelo fato da adição do sal à solução ocasionar alterações nas conformações das cadeias poliméricas, impedindo as interações polímero-polímero e favorecendo as interações polímero-água (NETO et al, 2007). Segundo Valentim et al (2005), a adição de sal em solução aquosa aumenta a concentração de íons, diminuindo a repulsão eletrostática entre as macromoléculas e resultando em uma queda na viscosidade, devido à redução do volume hidrodinâmico do polímero.

Os fluidos F8A, F8B, F8C e F8D apresentaram maiores valores de VA, VP e LE quando comparado aos demais fluidos estudados. Esse comportamento deve-se

ao fato dos mesmos conterem em suas formulações maiores quantidades dos aditivos, amido, CMC BV e calcita. Os elevados valores de LE dos fluidos F8A, F8B, F8C e F8D estão relacionados com uma maior quantidade de aditivos em sua composição, uma vez que, o limite de escoamento se trata da força mínima necessária para que um fluido inicie seu escoamento, ou seja, a força necessária para romper as ligações eletrostáticas, e uma maior concentração de aditivos implica em uma maior quantidade de ligações a serem rompidas.

Em relação a força gel, foi verificado que o aumento da concentração do inibidor propiciou aumento da FG para os fluidos F6A, F6B, F6C e F6D, sendo este aumento de  $0 \text{ N/m}^2$  para  $2,5 \text{ N/m}^2$ , referente aos fluidos F6A e F6D, respectivamente. A força gel é um parâmetro de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação eletrostática entre partículas dispersas (THOMAS, 2001).

Os fluidos F8 apresentaram maiores valores de FG, sendo encontrado o valor máximo igual a  $14,0 \text{ N/m}^2$  para os fluidos F8C e F8D. Os altos valores de FG encontrado nos fluidos F8A, F8B, F8C e F8D também está relacionado com maiores concentrações dos aditivos (reductor de filtrado e selante) na formulação destes fluidos, promovendo uma maior interação eletrostática entre as partículas dispersas.

De acordo com a Tabela 10, foi observado que a variação da concentração do inibidor não ocasionou variações significativas nas propriedades de filtração dos fluidos de perfuração estudados. O menor valor de VF encontrado, e, portanto melhor, foi igual a 5,0 mL, referente aos fluidos F6B, F6C, F8A e F8C. O fluido F7C apresentou maior valor de VF (9,2 mL).

De acordo com os resultados das propriedades de filtração obtidos por Lucena (2011), o fluido de perfuração cuja formulação foi tida como base no desenvolvimento deste trabalho, apresentou VF igual a 6,8 mL. Ao comparar os resultados de VF dos fluidos F6A, F6B, F6C, F8A, F8B, F8D e F8C (VF em torno de 5,2 mL) com o valor de VF da formulação base (VF = 6,8 mL), observou-se que menores valores de VF foram alcançados, indicando que as propriedades de filtração deste fluido foram otimizadas.

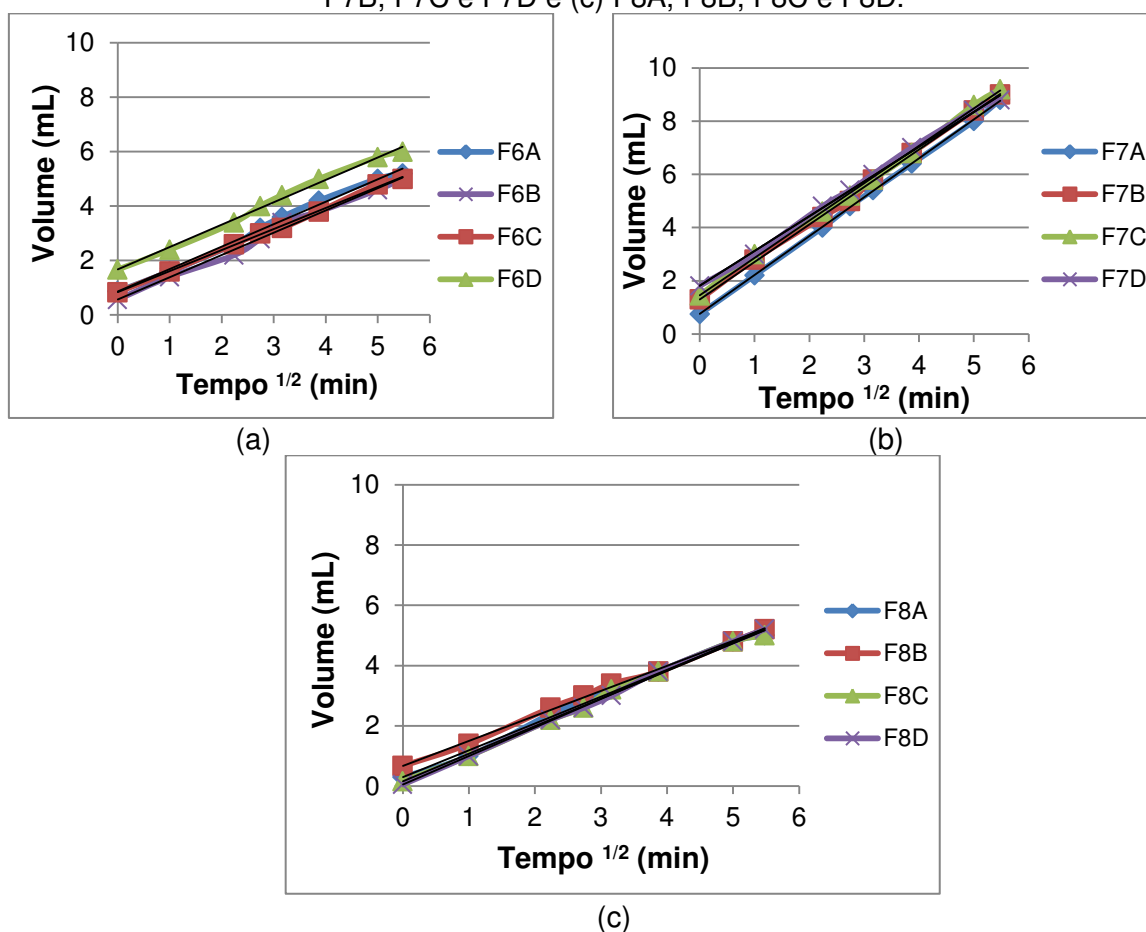
Para a espessura de reboco, verificou-se que os fluidos F6A, F6B, F6C e F6D apresentaram menores valores de ER, quando comparado aos demais, sendo o

menor valor igual a 0,359 mm para o fluido F6C. Os fluidos F7A e F8D apresentaram os maiores valores de ER, sendo estes valores de 0,819 e 0,823 mm, respectivamente.

Ainda com base na Tabela 10, foi observado que os fluidos F7A, F7B, F7C e F7D apresentaram elevados valores de permeabilidade, sendo estes valores de 0,6450, 0,5976, 0,6233 e  $0,6214 \times 10^{-3}$  mD, respectivamente. A elevada permeabilidade, nestes casos, está relacionada com os altos valores de ER e VF, uma vez que a permeabilidade do reboco é determinada com bases nessas duas propriedades. Quanto maior a permeabilidade adquirida pelo reboco menor será o controle de filtração. O fluido F6C apresentou menor valor de permeabilidade, sendo este igual a  $0,1665 \times 10^{-3}$  mD.

Na Figura 22 estão apresentadas as curvas do filtrado inicial (*spurt loss*) dos fluidos de perfuração inibidos.

Figura 22 – Curvas de *spurt loss* dos fluidos inibidos: (a) F6A, F6B, F6C e F6D, (b) F7A, F7B, F7C e F7D e (c) F8A, F8B, F8C e F8D.



Através da análise das curvas apresentadas na Figura 22, observou-se que todos os fluidos estudados apresentaram o mesmo comportamento e que os menores valores de *spurt loss*, e, portanto melhores, são obtidos para os fluidos mostrados na Figura 22 (c), referentes aos fluidos F8A, F8B, F8C e F8D.

Na Tabela 11, encontram-se as equações das curvas, coeficiente de determinação e os valores do *spurt loss* para os fluidos inibidos estudados.

Tabela 11 - Equações, parâmetros e valores de *spurt loss* (SL) dos fluidos de perfuração inibidos.

<b>Fluidos</b>	<b>Equação</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b><i>Spurt loss</i></b>
F6A	$y=0,82223x+0,8694$	0,9976	0,87
F6B	$y=0,8171x+0,5721$	0,9989	0,57
F6C	$y=0,771x+0,841$	0,9987	0,84
F6D	$y=0,8223x+1,6694$	0,9952	1,67
F7A	$y=1,4622x+0,7504$	0,9995	0,75
F7B	$y=1,4093x+1,2993$	0,9989	1,30
F7C	$y=1,4059x+1,4532$	0,9975	1,45
F7D	$y=1,3067x+1,8144$	0,9994	1,81
F8A	$y=0,8902x+0,2985$	0,9983	0,30
F8B	$y=0,8297x+0,6725$	0,9989	0,67
F8C	$y=0,9143x+0,1605$	0,9943	0,16
F8D	$y=0,9457x+0,055$	0,9994	0,05

O coeficiente de determinação (R<sup>2</sup>) dos fluidos estudados foi da ordem de 0,99, valor muito próximo de 1, o que representa uma ótima correlação dos dados experimentais com o modelo matemático proposto (modelo linear).

Ainda de acordo com a Figura 22 e com a Tabela 11, foi observado que a variação da concentração de citrato de potássio promoveu variações nos valores do *spurt loss* dos fluidos estudados. A variação mais pronunciada ocorreu para o fluido F7, que com a concentração de citrato de potássio de 15 g/350 mL de água (F7A) apresentou SL igual a 0,75 mL e com o aumento da concentração de citrato para 30 g/350 mL de água (F7D) apresentou SL igual a 1,81 mL. Os fluidos F8 apresentaram

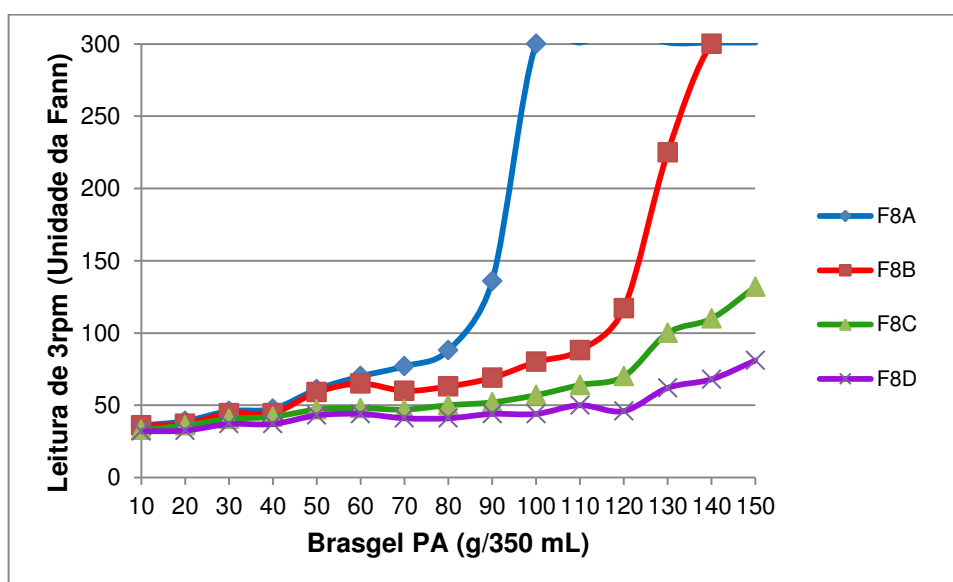
menores valores de *spurt loss* quando em comparação com os demais. Os fluidos F8C e F8D apresentaram SL igual a 0,16 e 0,055 mL, respectivamente, sendo menores, e, portanto melhores valores de SL.

Ao comparar os resultados do SL dos fluidos não inibidos com os fluidos inibidos, observou-se que a adição do citrato de potássio ao fluido ocasionou aumento nos valores de SL. Os fluidos F6, F7 e F8 apresentaram SL de 0,44 mL, 0,40 mL e 0,03 mL, respectivamente.

Desta forma, por apresentar menores valores de SL e VF, os fluidos F8A, F8B, F8C e F8D foram selecionados para determinação do poder de inibição através dos ensaios de inibição bentonítica e dispersibilidade.

Na Figura 23, está apresentado o gráfico das leituras do viscosímetro a 3 rpm para o teste de inibição bentonítica realizado com os fluidos F8A, F8B, F8C e F8D. O teste de inibição bentonítica foi realizado com a argila Brasgel PA.

Figura 23 - Teste de inibição bentonítica em relação à argila Brasgel PA para os fluidos F8A (15 g de citrato de potássio), F8B (20 g de citrato de potássio), F8C (25 g de citrato de potássio) e F8D (30 g de citrato de potássio).



O teste de inibição de bentonita promove a simulação da incorporação de argilas em um fluido de perfuração como ocorre durante a perfuração de formações sensíveis à água fazendo uso de fluidos de perfuração aquosos.

Com base na Figura 22, foi observado que os fluidos que apresentaram em sua composição a concentração de citrato de potássio igual a 25 e 30 g/350 mL de água apresentaram excelentes propriedades inibitivas quando em comparação com as concentrações de 15 e 20 g/350 mL de água. Este fato pode ser explicado devido a maior capacidade de inibição dos fluidos preparados com concentrações mais elevadas de inibidor suportarem maiores concentrações de argila.

Observou-se ainda que com o aumento gradativo da concentração de argila no fluido, o fluido F8A atingiu a leitura máxima suportada pelo equipamento com 100 g de argila. Já os fluidos F8C e F8D com elevada concentração de argila (150 g) apresentaram valores de leituras inferiores quando comparado aos demais, indicando que as concentrações de citrato de potássio igual a 25 e 30 g/350 mL de água foram mais efetivas na inibição. Esse comportamento pode ser explicado pelo fato de que quanto menor for a interação argila-água, mais água livre terá no sistema e maior será a capacidade para absorção da argila. Assim, menor será o valor de rotação obtido e, conseqüentemente, maior a efetividade da concentração do inibidor utilizado no controle da expansão.

Para determinação do poder de inibição dos fluidos inibidos, foi também realizado o ensaio de dispersibilidade.

A amostra de argila Brasgel PA que ficou retida na peneira ABNT nº8 (com granulometria entre  $2,36 \times 10^3 \mu\text{m}$  e  $4,75 \times 10^3 \mu\text{m}$ ) foi submetida ao teste de dispersibilidade com fluidos contendo o inibidor citrato de potássio nas concentrações de 15, 20, 25 e 30 g/350 mL de água e também com fluido sem a presença do inibidor (FSI).

Na Figura 24 e na Tabela 12 estão apresentados os resultados do ensaio de dispersibilidade dos fluidos de perfuração inibidos, bem como do fluido sem a presença do inibidor.

Foi observado através da Figura 24 e Tabela 12 que o citrato de potássio atuou de forma efetiva no controle da dispersibilidade da argila, uma vez que o mesmo reduziu o valor da dispersibilidade. Este fato é comprovado através da comparação dos fluidos inibidos com o fluido sem a presença do inibidor, em que a dispersibilidade foi reduzida de 29,27% para valores próximos de 10%.

Figura 24 - Ensaio de dispersibilidade para os fluidos inibidos e fluido sem a presença de inibidor (FSI).

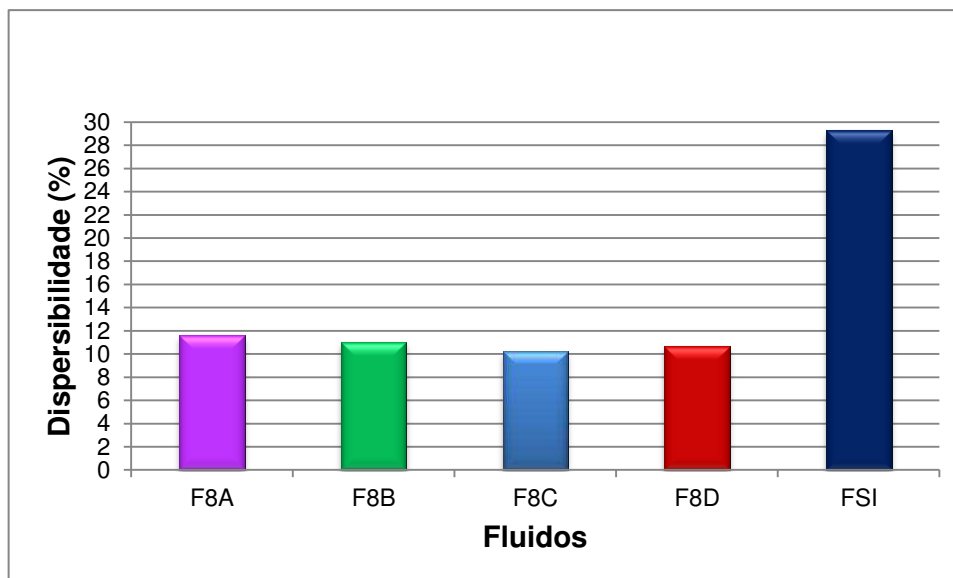


Tabela 12 – Valores de dispersibilidade para os fluidos inibidos e fluido sem a presença de inibidor (FSI).

Fluidos	Dispersibilidade (%)
FSI	29,27
F8A	11,60
F8B	11,02
F8C	10,21
F8D	10,63

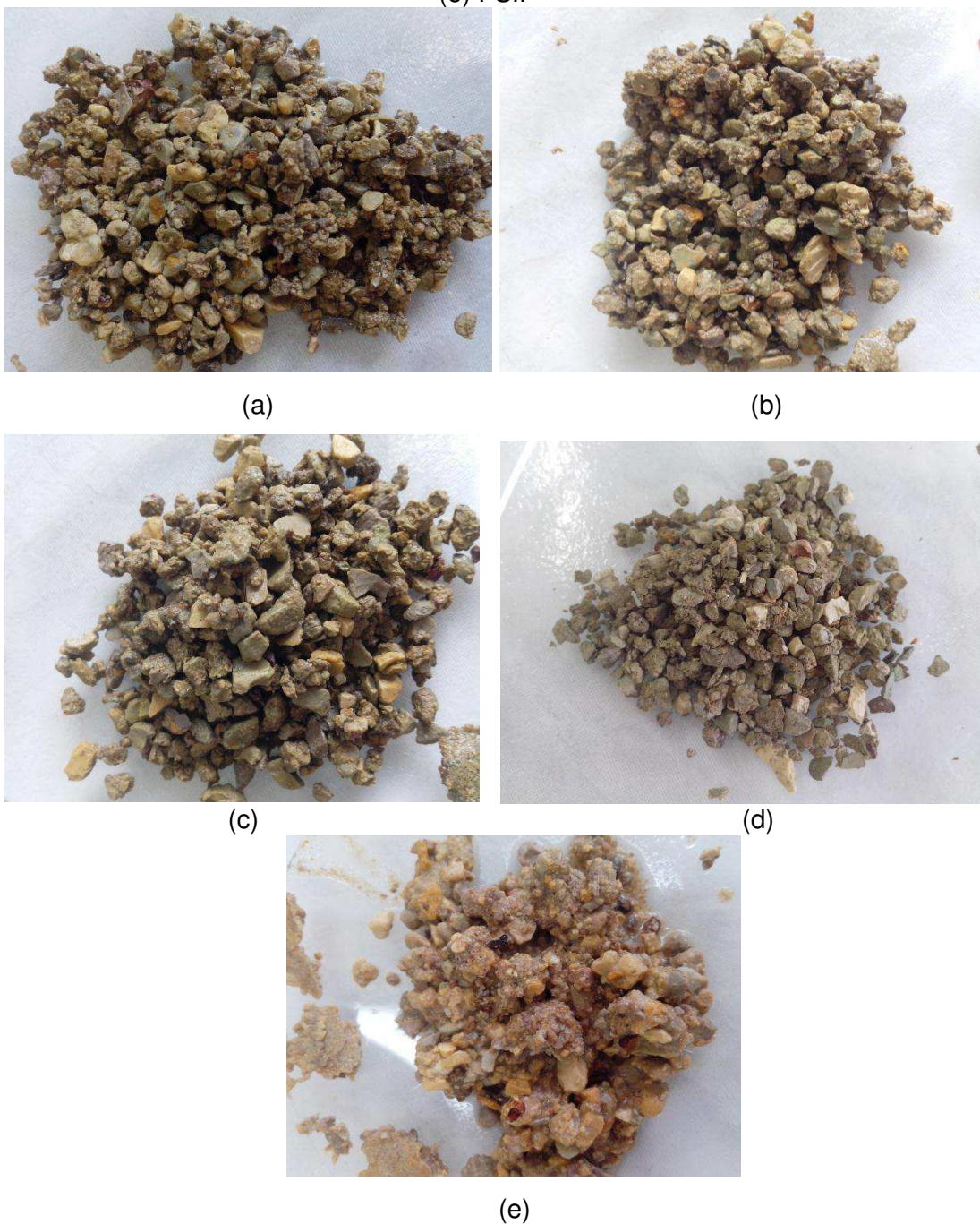
Foi observado também que os fluidos F8C e F8D apresentaram maior controle de hidratação e contenção da dispersibilidade, visto que foram obtidos menores valores de dispersibilidade, sendo estes iguais a 10,21 e 10,63%, respectivamente.

A dispersibilidade de folhelhos em um fluido de perfuração é função do tamanho da partícula do folhelho, da viscosidade e propriedades inibitivas do fluido de perfuração, aumenta com o decréscimo do tamanho da partícula de folhelho e diminui com o incremento da viscosidade do fluido de perfuração. No entanto, viscosidades aparentes acima de 25 cP mantêm taxas de dispersão praticamente

constantes. Quanto maior for o valor da dispersibilidade maior é a interação água-folhelho. Deste modo, valores baixos desta propriedade são desejáveis (LUCENA, 2012).

Na Figura 25 estão apresentadas as frações recuperadas de argila após a realização do ensaio de dispersibilidade.

Figura 25 - Aspecto da fração recuperada da argila após a realização da lavagem no ensaio de dispersibilidade para os fluidos (a) F8A, (b) F8B, (c) F8C, (d) F8D e (e) FSI.





Pode-se observar, através da Figura 25, que a amostra da fração recuperada de argila mostrada na Figura 25 (e), retratou um aspecto mais aglomerado e grânulos mais dispersos, enquanto que nas demais Figuras as amostras de argila se mostram mais soltas e foi mantida a integridade dos grânulos. Esse comportamento deve-se, provavelmente a ausência de inibidor no fluido a qual a amostra de argila (Figura 25 (e)) foi testada.

Fazendo uma correlação entre os resultados obtidos para os ensaios que avaliam as propriedades inibitivas dos fluidos (teste de dispersibilidade e inibição bentonítica), foi observado que os fluidos F8C e F8D apresentaram maior poder de inibição, visto que com estes fluidos foram obtidos menores percentuais dispersos e menores leituras no viscosímetro, caracterizando a alta capacidade de inibição.

#### **4.2.1 Conclusões parciais**

De acordo com os resultados obtidos para os fluidos inibidos, foi possível concluir que:

- Os fluidos inibidos estudados apresentaram comportamento pseudoplástico e a variação da concentração do inibidor não apresentou influência no comportamento pseudoplástico dos fluidos;
- O aumento da concentração de citrato de potássio de 15 para 30 g/350 mL de água ocasionou, em geral, redução nos valores das propriedades reológicas dos fluidos estudados;
- A variação da concentração do citrato de potássio não provocou alterações significativas no VF dos fluidos estudados;
- A adição do inibidor aos fluidos estudados ocasionou aumento do SL;
- Os fluidos F8C e F8D apresentaram SL igual a 0,16 e 0,05 mL, respectivamente, sendo considerados os melhores valores de SL;
- Os fluidos F8C e F8D apresentaram maior contenção da dispersibilidade, visto que foram obtidos menores valores de dispersibilidade, sendo estes iguais a 10,21 e 10,63%, respectivamente, e;

- Os melhores resultados de inibição foram obtidos para os fluidos F8C e F8D, tanto para os ensaios de inibição bentonítica quanto para o teste de dispersibilidade.

---

**5 CONCLUSÕES FINAIS**

Com o objetivo de estudar e aperfeiçoar as propriedades de filtração de fluidos aquosos, inibidos com sal de potássio isento de cloro (citrato de potássio), visando sua aplicação na perfuração de formações argilosas e folhelhos hidratáveis e dispersivos, pode-se concluir que:

- Os fluidos estudados apresentaram comportamento pseudoplástico e a adição do citrato de potássio ao fluido não ocasionou mudança no comportamento pseudoplástico dos fluidos;
- O uso conjunto dos aditivos amido, CMC BV e calcita reduz de forma mais efetiva as propriedades de filtração dos fluidos de perfuração estudados;
- Valores otimizados de VF (5,0 mL) foram alcançados quando da aditivação dos fluidos com 12 g de amido/350 mL de água, 3,5 g de CMC BV/350 mL de água e 25 g de calcita/350 mL de água e,
- Os fluidos preparados com concentrações de citrato de potássio superiores a 20 g/350 mL de água apresentaram maiores capacidades de inibição.

De modo geral, as propriedades de filtração dos fluidos inibidos com citrato de potássio foram otimizadas, uma vez que os valores de VF obtidos foram inferiores ao do fluido tido como base. As formulações que apresentaram eficientes propriedades de filtração e inibição foram preparadas com altas concentrações de citrato de potássio. As mesmas apresentaram baixos valores de VF e menores valores de SL.

## **SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

---

Visando contribuir para pesquisas futuras que permitam a continuação deste trabalho, são sugeridos os seguintes pontos:

- Avaliar o poder de inibição dos fluidos inibidos por meio do ensaio de *Linear Swell Meter* – LSM;
- Avaliar as propriedades de filtração após o envelhecimento dos fluidos inibidos;
- Avaliar o poder de inibição de fluidos que apresentem elevados valores de propriedades de filtração;
- Realizar o teste de inchamento bentonítico com fluidos de perfuração aditivados com outros inibidores;

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

AMORIM, L. V., Contatos pessoais. 2013.

AMORIM, L. V.; GOMES, C. M.; SILVA, F. L. H.; LIRA, H. L.; FERREIRA, H. C., Estudo reológico de fluidos de perfuração à base de água: influência do teor de sólidos, velocidade e tempo de agitação. **Águas Subterrâneas**, v. 19, p. 75-85. 2005. São Paulo.

AMORIM, L.V., **Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo**. 2003. 326 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Campina Grande, programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos, Campina Grande.

AMORIM, L.V.; BARBOSA, M.I.R. I; Ferreira, H.C., Desenvolvimento de compostos bentonita/polímeros para aplicação em fluidos de perfuração-Parte 2. **Revista Matéria**, v. 13, n. 1, pp. 209 – 219. 2008. Disponível em:<<http://www.materia.coppe.ufrj.br/sarra/artigos/artigo10983>>. Acesso em 01 de Fevereiro de 2013.

ANSI/API 13I, **Recommended practice for laboratory testing of drilling fluids**, Eighth edition, 2009.

ANTONIOU, E.; BUITRAGO, C. F.; TSIANOU, M.; ALEXANDRIDIS, P., Solvent effects on polysaccharide conformation. **Carbohydrate Polymers**, v.79, n.2, p. 380-390, 2010.

API RP 13B-1, **Recommended practice standard for field testing water-based drilling fluids**, 2003.

ARAUJO, P. A. S.; FORMIGA, F. L.; MACEDO, D. A.; CELA, B.; SALDANHA, K. M., Influência da variação de temperatura no volume de filtrado de fluidos de perfuração

à base de água. In: **5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2009, Fortaleza, CE.

BARBOSA, M. I. R.; AMORIM, L. V.; BARBOZA, K. R. A.; FERREIRA, H. C., Desenvolvimento de compósitos bentonita/polímeros para aplicação em fluidos de perfuração. **Revista Matéria**, v. 12, n. 2, p. 367 – 372. 2007.

BENNA, M.; KBIR-ARIGUIB, N.; CLINARD, C.; BERGAYA, F., Static filtration of purified sodium bentonite clay suspensions: Effect of clay content. **Applied Clay Science**, v.19, p. 103–120. 2001.

BOURGOYNE Jr., CHENEVERT, M. E., MILLHEM, K., K., YOUNG Jr., F. S., Applied Drilling Engineering. **SPE Text book Series**, v. 2, 1986.

CAERNN, R.; CHILLINGAR, G. V., Drilling fluids: state of the art. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.14, p. 221-230. 1996.

CALÇADA, L. A.; SCHEID, C. M.; ARAÚJO, C. A. O.; WALDMANN, A. T. A.; MARTINS, A. L., Analysis of dynamic and static filtration and determination of mud cake parameters. **Brazilian Journal of Petroleum and Gas**. v. 5, n. 3, p. 159-170. 2011.

CARDOSO, J. J. F., **Influência do sistema polímero/tensoativo na produção de fluidos aquosos base aphrons e avaliação de seu desempenho na redução de filtrado**. 2008. 179f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Tecnologia e Polímeros) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Instituto de Macromoléculas Professora Eloisa Mano – IMA.

CARTER, R.D., Derivation of the general equation for estimating the extent of the fracture area. In: HOWARD, G.C.; FAST, C.R. Optimum fluid characteristics for fracture extension. **Drilling and Production**, 261-270, 1957.

CORREIA, P. R.; NUNES, M. C.; BEIRÃO-DA-COSTA, M. L., The effect of starch isolation method on physical and functional properties of Portuguese nuts starches. **Food Hydrocolloids**, v. 27, n.1, p.256-263, 2012.

DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R; CAENN, R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**, Sixth Edition, Gulf Professional Publishing Company, Houston, Texas, 2011.

DEHGHANPOUR, H.; KURU, E., Effect of viscoelasticity on the filtration loss characteristics of aqueous polymer solutions. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 76, p. 12–20. 2011.

DENARDIN, C. C.; SILVA, L. P., Estrutura dos grânulos de amido e sua relação com propriedades físico-químicas. **Ciência Rural**, v.39, n.3, p. 945-954, 2009.

DONALDSON, E. C; CHERNOGLAZOV, V., Characterization of drilling mud fluid invasion. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.1, p. 3-13, 1987.

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

DURAND, C., FORSANS, T., RUFFET, C., AUDIBERT, A., Influence of Clays on Borehole Stability, **Reveu de L'Institute Français du Pétrole**, v. 50, n. 2, p. 187, 1995.

FARIAS, K. V., **Influência de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos**. 2005. 88 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Campina Grande, programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Campina Grande.

FELIX, T. F.; VIDAL, E. L. F.; GARCIA, R. B.; COSTA, M.; GIRÃO, J. H; PEREIRA, E., Desenvolvimento de fluidos de perfuração à base de água com alta capacidade de inibição e alta lubricidade. **In: 4º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2007, Campinas, SP.

FELIX, T.F.; ARRUDA, J.T.; MEDEIROS, A.C.R., *et al.*, 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, São Paulo, 2009.

FERRAZ, A. I., **Manual de Engenharia dos fluidos de perfuração**, Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, 1977.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S., Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. **In: XVII Congresso Brasileiro de Engenharia Química (COBEQ)**, 2008, Recife, PE.

HAMIDA, T.; KURU, E.; PICKARD, M., Filtration loss characteristics of aqueous waxy hull-less barley (WHB) solutions. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 72, p. 33-41. 2010.

HORSRUD, P., BOSTROM, B., SONSTEBRO, E.F., HOLT, R.M., Interaction between Shale and Water-Based Drilling Fluids. **Paper SPE 48986**, SPE/Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, p. 215. 1998.

JUNIOR, J. A. R.; LACHTER, E. R.; NASCIMENTO, R. S. V., Novos aditivos poliméricos multifuncionais para fluidos de base aquosa a serem utilizados na perfuração de poços de grande afastamento horizontal em águas ultraprofundas. **Boletim Técnico da Produção de Petróleo**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 1, p. 153-170, 2007.



LASKOWSKI, J. S.; LIU, Q.; O'CONNOR, C. T., Current understanding of the mechanism of polysaccharide adsorption at the mineral/aqueous solution interface. **International Journal of Mineral Processing**, v. 84, p. 59-68, 2007.

LEAL, C. A.; AMORIM, L.V., Estudo do comportamento de fluidos poliméricos inibidos a temperaturas elevadas. **In: VII Congresso Nacional de Engenharia Mecânica (CONEM)**, 2012, São Luís, MA.

LEITE, R. S.; DANTAS, A. P. T.; AMORIM, L. V, Avaliação das Propriedades de Filtração de Fluidos de Perfuração Inibidos. **In: 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2013, Aracaju, SE.

LIMA, H. R. P., **Fundamentos de perfuração**, Programa Trainees PETROBRAS (Apostila), RH/UC/NB – 2002.

LOMBA, R., **Apostila Fundamentos de filtração e controle das propriedades de filtração**, 2010.

LUCENA, D. V., **Desenvolvimento de fluidos de perfuração com alto grau de inibição ambientalmente corretos**. 2011. 142f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Campina Grande, programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Materiais, Campina Grande.

LUCENA, D. V.; LIRA, H. L.; AMORIM, L. V., Argilas expansíveis: uma análise das propriedades inibitivas. **In: 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2013, Aracaju, SE.

LUCENA, D. V.; LIRA, H. L.; AMORIM, L. V., Avaliação de fluidos inibidos com sulfato de potássio em formações reativas do Recôncavo Baiano. **In: Rio Oil & Gas Expo and Conference**, 2012, Rio de Janeiro, RJ.

LUCENA, D. V.; SANATANA, F. R.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L.; BARBOSA, J. A., Fluidos inibidos para perfuração de folhelhos da Bacia do Araripe. **In: 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2011, Florianópolis, SC.

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

MACEDO, D. A.; ARAÚJO, P. A. S.; CELA, B.; CESÁRIO, M. R.; NASCIMENTO, L. A.; ANDRADE, F. L. F., Influência do tratamento químico nas propriedades reológicas e de filtrado de fluidos de perfuração à base de água contaminados com cimento. **In: 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2009, Fortaleza, CE.

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

MAHTO, V.; SHARMA, V.P., Rheological study of a water based oil well drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.45, p.123 – 128, 2004.

MEDEIROS, B. E. A., **Efeito de viscosificantes na filtração de fluidos de perfuração à base água**. 2010. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Natal.

MELLO, L. A. M., **Determinação da composição química de estabilizadores de argila comerciais**, Centro de Pesquisas e Desenvolvimento, abril de 2001.

MELO, K. C., **Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água**. 2008. 100f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Natal.

MORENO, R. B. Z. L. *et al*, Avaliação experimental da invasão de fluidos “Drill in” em rochas-reservatório. In: **Encontro Nacional de Hidráulica de Perfuração e Completação de Poços de Petróleo e Gás (ENAHPE)**, 2006, Pedra Azul, ES.

NASCIMENTO, R. C. A. M., **Estudo de desempenho de fluidos aquosos sob condições de prisão diferencial**. 2011. 110f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Campina Grande, programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Materiais, Campina Grande.

NETO, J. C. Q.; BISCAIA JR, E. C.; PETRI, D. F. S., Estudo sobre a adsorção do fluido de perfuração salgado contendo polímeros sobre SiO<sub>2</sub>. **Química Nova**, v.30, p. 909-915, 2007.

OLIVEIRA, I.R.; STUDART, A.R.; PILEGGI, R.G.; PANDOLFELLI, V.C. **Dispersão e empacotamento de partículas - Princípios e aplicações em processamento cerâmico**. São Paulo: Editora Fazenda Arte, 2000. 224p.

OSISANYA, S.O.; CHENEVERT, M. E., Physico-chemical modelling of wellbore stability in shale formations. **Journal of Petroleum Technology**. v. 35, n. 2, 1996.

PARN-ANURAK, S.; ENGLER, T. W., Modeling of fluid filtration and near-welbore damage along horizontal well. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 46, p. 149-160, 2005.

PATEL, A.; STAMATAKIS, E.; YOUNG, S.; FRIEDHEIM, J., Advances in inhibitive water based drilling fluids – Can they replace Oil based muds. **Paper SPE 28960**, SPE/International Symposium on Oilfield Chemistry, Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, 1995.

PENG, B.; LUO, P. Y.; GUO, W. Y.; YUAN, Q., Structure–property relationship of polyetheramines as clay-swelling inhibitors in water-based drilling fluids. **Journal of Applied Polymer Science**. 2012.

PENG, S. J., **Filtration properties of water based drilling fluids**. 1990. 325f. Tese (Doutorado). Heriot-Watt University, Edimburgo.

PONTES, T. R. P.; JUNIOR, J. A. R.; NASCIMENTO, S. V., Uso de Taninos como aditivos inibidores de reatividade de folhelhos em fluidos de perfuração de base aquosa. **In: 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2013, Aracaju, SE.

QU, Y.; LAI, X.; ZOU, L.; SU, Y., Polyoxyalkyleneamine as shale inhibitor in water-based drilling fluids. **Applied Clay Science**. v. 44, p. 265-268. 2009.

RODRIGUES, M.I.; IEMA, A.F., **Planejamento de experimentos e otimização de processos**. Campinas: Cárita, 2010.

RUGANG, Y.; GUANCHENG, J.; WEI, L.; TIANQING, D.; HONGXIA, Z., Effect of water-based drilling fluid components on filter cake structure. **Powder Technology**. v.262, p.51-61. 2014.

SANTANNA, V. C., **Obtenção e estudo das propriedades de um novo fluido de fraturamento hidráulico biocompatível**. 2003. 214f. Tese (Doutorado)- Universidade Federal do Rio Grande do Norte, programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Natal.

SANTOS, T. T.; AMORIM, L. V., Caracterização de argilas bentoníticas e avaliação das propriedades de filtração de fluidos de perfuração argilosos. **In: 7º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2013, Aracaju, SE.

SCHECHTER, R.S., **Oil well stimulation**. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 277- 285, 1992.

SERRA, A. C. S., **A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos**. 2003. 163f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.

SHIROMA, P. H., **Estudo do comportamento reológico de suspensões aquosas de bentonita e CMC: influência da concentração do NaCl**. 2012. 130p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Química, São Paulo.

SOUZA, R. C. R.; MOREIRA, V. X.; GONÇALVES, G. F. G.; LOPES, G.; YOSHIDA, R.; SILVA, A. C.; GOMES, I., Polímero catiônico com baixo teor de cloro: aplicação como inibidor de argila. **In: 9º Congresso Brasileiro de Polímeros (CBPol)**, 2007, Campina Grande, PB.

STATSOFT, **Inc. STATISTICA for Windows**, version 7.0, 2004, 1 CD.

SUTER, J. L.; COVENEY, P. V.; ANDERSON, R. L.; GREENWELL, H. C.; CLIFFE, S., Rule based design of clay-swelling inhibitors. **Energy e Environmental Science**. v.4. 2011.

TAN, C. P.; RAHMAN, S. S.; CHEN, X., Wellbore Stability Analysis and Guidelines for Efficient Shale Instability Management. **Paper SPE/IADC 47795**, SPE/IADC Drilling Conference, Indonesia, 1998.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001. 250 p.

VALENTIM, A. C. M.; CHAGAS, E. F.; GARCIA, R. B., Avaliação do comportamento reológico de polímeros em solução e em emulsão para aplicação em reservatórios

de petróleo. In: **3º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2005, Salvador, BA.

VIDAL, E.L.F., FELIX, 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 Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás (PDPETRO)**, 2007, Campinas, SP.

WANG, L.; LIU, S.; WANG, T.; SUN, D., Effect of poly(oxypropylene)diamine adsorption on hydration and dispersion of montmorillonite particles in aqueous solution. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**. v. 381, p. 41- 47. 2011.

WINDARTO, GUNAWAN, A. Y.; SUKARNO, P.; SOEWONO, E., Modeling of formation damage due to mud filtrate invasion in a radial flow system. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.100, p. 99-105. 2012.

WINDARTO, GUNAWAN, A. Y.; SUKARNO, P.; SOEWONO, E., Modeling of mud filtrate invasion and damage zone formation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.77, p. 359–364. 2011.

ZHONG, H.; QIU, Z.; HUANG, W, XIE, B.; WANG, W., Bis(hexamethylene)triamine as potential shale inhibitor in water-based drilling fluid. **The Open Petroleum Engineering Journal**. v.6, p.49-56. 2013.

ZHONG, H.; QIU, Z.; HUANG, W.; CAO, J., Shale inhibitive properties of polyether diamine in water-based drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.78, p.510-515. 2011.