

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

Dissertação de Mestrado

Influência da Incorporação de Sólidos nas Propriedades de Fluidos de Perfuração Sintéticos

Cristiane Henrique da Silva

Cristiane Henrique da Silva

Influência da Incorporação de Sólidos nas Propriedades de Fluidos
de Perfuração Sintéticos

Dissertação de Mestrado apresentada à Coordenação do Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia dos Materiais da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências para obtenção de Grau de Mestre em Ciência e Engenharia dos Materiais.

Luciana Viana Amorim, D.Sc.

Orientadora

Campina Grande – Paraíba – Brasil
Agosto de 2014

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

S586i

Silva, Cristiane Henrique da.

Influência da incorporação de sólidos nas propriedades de fluidos de perfuração sintéticos / Cristiane Henrique da Silva. – Campina Grande, 2014.

80 f. : il. color.

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

"Orientação: Prof.^a Dr.^a Luciana Viana Amorim".

Referências.

1. Fluidos de Perfuração Sintético. 2. Incorporação de Sólidos.
3. Argila Bentonítica. 4. Carbonato de Cálcio. I. Amorim, Luciana Viana.
II. Título.

CDU 622.24(043)

INFLUÊNCIA DA INCORPORAÇÃO DE SÓLIDOS NAS PROPRIEDADES DE
FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICOS

CRISTIANE HENRIQUE DA SILVA

Dissertação Aprovada em 29/08/2014 pela banca examinadora constituída dos
seguintes membros:

Luciana Viana Amorim

Dr.^a Luciana Viana Amorim
(Orientadora)
PPG-CEMat/UAEM/UFCG

Lisiane Navarro de Lima Santana

Dr.^a Lisiane Navarro de Lima Santana
(Examinadora Interna)
PPG-CEMat/UAEMa/UFCG

Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento

Dr.^a Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento
(Examinadora Externa)
PRH-42/UFCG

À minha família.

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela oportunidade, força e esperança que tem me dado em todos esses anos da minha vida.

À minha mãe, Dona Nena, pelo carinho, incentivo e o apoio incondicional. Ao meu saudoso pai José Alves, que ao lado de Deus cuidou de mim e me iluminou nos momentos difíceis.

Ao meu esposo, George Rossany, pelo amor, amizade e cumplicidade que faz da gente uma família unida e feliz.

Agradeço à minha filhona, Clarice Sofia, que tem me acompanhado desde a graduação participando efetivamente da minha vida acadêmica, vibrando, torcendo e me fazendo sentir especial. Agradeço também a minha pequena Maria Letícia, que com sua luz especial me dá energia para enfrentar e vencer os desafios. Ao meu esperado filho Pedro, por me lembrar do quanto a vida é divina e admirável.

Aos meus irmãos, Fernanda e Fábio pelos momentos compartilhados na infância que me fizeram ser quem sou hoje.

Aos meus sogros, Raimundo e Fátima, pela preocupação e pelos momentos de diversão.

A Corrinha, Marta e Francisca que sempre estiveram presentes com suas palavras de apoio e incentivo.

Agradeço à professora, Luciana Amorim, pela confiança, incentivo, apoio, amizade, compreensão e acima de tudo pelo compartilhamento da sua sabedoria profissional e pessoal.

Ao PEFLAB e a todos que fazem parte desta família, em especial à Renalle, pela amizade e confiança a Carol, Yuri e Leonardo por me ajudarem na parte experimental. A Raquel, Caline e Karine que me deram as “boas vindas” e fizeram com que me sentisse realmente parte dessa família.

À banca examinadora, professoras Lisiane Navarro de Lima Santana e Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento pela disponibilidade em participar da avaliação deste trabalho.

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

de Avaliação e Desenvolvimento de Biomateriais do Nordeste e ao LTM - Laboratório Tecnologia dos Materiais.

Ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, professores e funcionários, especialmente à Marcia pela gentileza.

À empresa PETROBRAS pelas amostras do fluido sintético e de carbonato de cálcio e à empresa BUN – Bentonit União Nordeste, pelo fornecimento das amostras de argilas bentoníticas.

À CAPES pelo suporte financeiro.

Enfim, a todos que de uma forma ou de outra contribuíram para a realização deste trabalho.

Cristiane Henrique da Silva

“Que ninguém se engane, só se consegue a simplicidade através de muito trabalho.”

Clarice Lispector

Lista de Figuras

2.1 Representação esquemática da estabilização de emulsões inversas: (a) surfactante de baixo HLB em torno das gotículas de água; (b) partículas sólidas em torno das gotículas; (c) partículas de argila em torno da gotícula de água.	26
2.2 Diferentes distribuições dos tamanhos de gotículas.	27
2.3 Representação esquemática da coalescência e da floculação.	28
2.4 Unidades estruturais de argilas: (a) tetraedros de sílica; (b) octaedros de hidróxido de alumínio.	32
2.5 Ilustração esquemática do empilhamento de camadas de uma argila, enfatizando os cátions trocáveis presentes nas galerias.	33
2.6 Representação esquemática do mecanismo de floculação-defloculação e o mecanismo de agregação-dispersão.	35
2.7 Estrutura da calcita: (a) estrutura tradicional da calcita; (b) estrutura por raio X da calcita.	37
2.8 Distribuição geográfica dos reservatórios carbonáticos de petróleo.	37
3.1 Fluxograma simplificados das etapas do processo experimental.	44
3.2 Ilustração do método da gota séssil.	46
3.3 Goniômetro.	46
3.4 Arranjo de medição da resistividade elétrica dos fluidos.	49
4.1 Distribuição do tamanho de partícula: (a) argila bentonítica 45 μm ; (b) argila bentonítica 75 μm ; (c) carbonato de cálcio 2-44 μm e; (d) carbonato de cálcio 2-74 μm .	50
4.2 Efeito dos teores de contaminantes sobre a densidade dos fluidos.	52
4.3 Efeito dos teores de contaminantes sobre a estabilidade elétrica	54

dos fluidos.	
4.4 Curvas de fluxo: (a) fluido contaminado com argila 75 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%; (b) fluido contaminado com argila 45 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%;(c) fluido contaminado com carbonato de cálcio 2-44 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%; fluido contaminado com carbonato de cálcio 2-74 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%.	57
4.5 Efeito dos teores de contaminantes sobre a viscosidade plástica dos fluidos no intervalo convencional (300 – 600 rpm).	59
4.6 Efeito dos contaminantes sobre a viscosidade aparente dos fluidos.	60
4.7 Efeito dos teores dos contaminantes sobre o limite de escoamento.	62
4.8 Efeito dos contaminantes sobre a força gel.	63
4.9 Efeito dos contaminantes sobre o volume de filtrado.	64
A.1 Sistema de controle de sólidos	77
B.1 Curvas de consistência para modelos de fluxo comuns	78

Lista de Tabelas

2.1 Nomes e estruturas químicas de produtos químicos de base sintética utilizados na composição de SBF.	22
3.1 Constituintes do fluido sintético.	43
3.2 Identificação das amostras de fluidos contaminados.	47
4.1 Distribuição granulométrica, decis e média.	51
4.2 Ângulo de contato dos contaminantes.	51
4.3 Densidade dos fluidos medida e calculada.	53
4.4 Variação da densidade dos fluidos para cada tipo e teor de contaminante.	53
4.5 Variação da estabilidade elétrica dos fluidos com relação a do fluido sem contaminante.	54
4.6 Coeficientes de determinação com aplicação do Modelo de Bingham	58
4.7 Variação da viscosidade plástica com relação ao fluido sem contaminante.	59
4.8 Variação da viscosidade aparente com relação ao fluido sem contaminante.	61
4.9 Variação do limite de escoamento com relação ao fluido sem contaminante.	62
4.10 Variação do volume de filtrado dos fluidos com relação ao fluido sem contaminante.	64
4.11 Variação média das propriedades nos teores (5%, 10% e 15%) de contaminantes com relação ao fluido sem contaminante.	65
4.12 Variação das propriedades com relação ao fluido sem contaminante para cada teor de contaminante adicionado.	66

Lista de Abreviaturas

API	–	<i>American Petroleum Institute</i>
EE	–	Estabilidade Elétrica
FG	–	Força Gel
HLB	–	<i>Balance Hidrofílico-Lipofílico</i>
HPHT	–	<i>High Pressure and High Temperature</i>
LE	–	Limite de Escoamento
NADFs	–	Nonaqueous Drilling Fluids
RE	–	Resistividade Elétrica
SBF	–	<i>Synthetic Based Fluid</i>
SBM	–	<i>Synthetic Based Mud</i>
VA	–	Viscosidade Aparente
VF	–	Volume de Filtrado
VP	–	Viscosidade Plástica
WBFs	–	<i>Water Based Fluids</i>
ρ	–	Densidade dos fluidos

Resumo

Este trabalho apresenta um estudo sobre a influência da incorporação de argila bentonítica e carbonato de cálcio sobre as propriedades de um fluido de perfuração sintético n-parafina. Para tanto, a pesquisa utilizou argila bentonítica com tamanho de partícula de 45 μm e 75 μm e carbonato de cálcio com tamanhos de partículas nas faixas de 2-44 μm e 2-74 μm para analisar os efeitos da incorporação de sólidos. A análise da influência destes contaminantes foi realizada nas concentrações de 5%, 10% e 15% do volume da amostra de fluido (350 mL) considerados em massa. Para estudar a influência desses contaminantes foram determinadas, em laboratório, as propriedades: densidade, estabilidade elétrica, resistividade elétrica, comportamento de fluxo, viscosidade plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento, força gel, volume de filtrado. Além desses ensaios, também foi realizada a caracterização dos contaminantes por meio da análise granulométrica e do teste de ângulo de contato. Os resultados obtidos demonstraram que o tipo de sólido contaminante exerce diferente influência sobre as propriedades do fluido, sendo a argila bentonítica responsável por maiores efeitos sobre as propriedades reológicas e o volume de filtrado, enquanto que, o carbonato de cálcio exerce maior influência sobre a densidade e a estabilidade elétrica. Mas, de maneira global a argila bentonítica exerce maior influência sobre todas as propriedades. Partículas mais finas causam maior efeito sobre as propriedades estudadas. Com relação aos teores dos contaminantes observou-se que o volume de filtrado é a propriedade que sofre maiores efeitos. Porém, o aumento ou a diminuição de uma ou outra propriedade não ocorre de maneira linear com relação ao aumento do teor de contaminante.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração sintético. Incorporação de sólidos. Argila bentonítica. Carbonato de cálcio.

Abstract

This work presents a study about the influence of the incorporation of bentonite clay and carbonate calcium in n-paraffin synthetic drilling fluids properties. Thus, the research uses bentonite clay with particle size of 45 μm and 75 μm , besides calcium carbonate with particle sizes in the ranges of 2-44 μm and 2-74 μm to simulate the effects of the solid incorporation. The analysis of the influence of such contaminants is performed in the concentrations of 5%, 10% and 15% of the volume of the fluid sample (350 mL) considered by mass. To study the influence of these contaminants the density, electrical stability, electrical resistivity, flow behavior, plastic viscosity, apparent viscosity, yield point, gel strength, and volume filtered properties of the n-paraffin synthetic fluids are measured in laboratory. In addition to these tests, the characterization of contaminants through granulometric analysis and contact angle test is also performed. The results show that the type of solid contaminant exerts different influence on the fluids properties. The bentonite clay is responsible for the greatest effect on the rheological properties and the volume of the filtrated, while the calcium carbonate is more influent on the density and electrical stability. However, globally the bentonite clay exerts greater influence on the all properties. Finer particles cause greater effect on the studied properties. With respect to the concentration of contaminants is observed that the volume of filtrated is the property that suffers the greatest effect. However, the increase or decrease of one or other property does not occur linearly with respect to increasing the amount of contaminant.

Keywords: Synthetic drilling fluids. Solids incorporation. Bentonite clay. Calcium carbonate.

Sumário

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Justificativa	17
1.2 Objetivo Geral	18
1.3 Objetivos Específicos	18
1.4 Organização do Trabalho	18
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1 Fluidos de Perfuração Sintéticos	20
2.2 Propriedades dos Fluidos	23
2.3 Emulsões	26
2.3.1 Tensão superficial	29
2.3.2 Sólidos em emulsões	29
2.4 Tipos de Sólidos Contaminantes	30
2.4.1 Argila bentonítica	31
2.4.2 Carbonato de cálcio	36
2.5 Efeitos da Incorporação de Sólidos nos Fluidos de Perfuração	39
3. MATERIAL E MÉTODOS	43
3.1 Material	43
3.2 Métodos	43
3.2.1 Análise granulométrica dos contaminantes	45
3.2.2 Teste de ângulo de contato	45
3.2.3 Envelhecimento do fluido	46

3.2.4 Incorporação de sólidos	47
3.2.5 Densidade	48
3.2.6 Propriedades reológicas	48
3.2.7 Estabilidade elétrica	48
3.2.8 Resistividade elétrica	49
3.2.9 Volume de filtrado	49
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	50
4.1 Análise Granulométrica	50
4.2 Ângulo de Contato	51
4.3 Densidade	52
4.4 Estabilidade Elétrica e Resistividade Elétrica	54
4.5 Comportamento Reológico	57
4.6 Viscosidade Plástica	58
4.7 Viscosidade Aparente	60
4.8 Limite de Escoamento	61
4.9 Força Gel	63
4.10 Volume de Filtrado HPHT	64
4.11 Influência Global da Incorporação de sólidos Sobre as Propriedades dos Fluidos	65
5. CONCLUSÕES	67
5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros	68
REFERÊNCIAS	70
ANEXO A	76
ANEXO B	77

Capítulo 1

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de um poço de petróleo e gás é composto por um conjunto de processos bastante complexos, que devem ser organizados de forma que o objetivo da perfuração seja alcançado de maneira otimizada, ou seja, com o menor tempo possível e o menor custo. Dentre estes processos, os fluidos de perfuração estão inseridos como elemento de impacto nas variáveis tempo e custo durante a etapa de perfuração de poços. Segundo Shah *et al.* (2010), o processo de perfuração equivale a 80% dos custos totais da produção de petróleo e gás.

Os fluidos de perfuração são responsáveis por diversas funções necessárias à construção de um poço de petróleo e gás, desde a remoção dos fragmentos da rocha (cascalho) produzidos durante a perfuração até manter a estabilidade do poço, além de agir como fluido lubrificante e refrigerador para a broca de perfuração.

Essas funções, entre outras, necessárias a uma operação segura e econômica, impulsionaram o desenvolvimento de diferentes fluidos, podendo estes serem classificados de acordo com a sua fase contínua como aquosos, não aquosos e gasosos.

Independente da sua classificação, os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases (THOMAS, 2001). Os fluidos base gás são pouco utilizados e podem ser ar puro ou nitrogênio, ou ainda uma mistura de água dispersa no ar. Os fluidos aquosos possuem como fase contínua a água, na qual se pode adicionar diversos aditivos, como: viscosificante, alcalinizante, floculante, inibidor físico e/ou químico, dispersante, redutor de filtrado e adensante. Nos fluidos não aquosos, a fase contínua é formada por uma base orgânica e possui como constituintes, basicamente, adensante, viscosificante, redutor de filtrado, emulsificante e agentes obturantes.

No grupo dos fluidos não aquosos encontram-se os fluidos sintéticos, que são emulsões inversas (água em óleo), cuja fase dispersante pode ser de

diferentes compostos químicos podendo ser insolúveis, solúveis ou parcialmente solúveis em água. Na classe dos insolúveis tem-se: polialfaolefina, alfa olefinas lineares, olefinas internas, parafina linear, detergente alquilatos. Os solúveis ou parcialmente solúveis são: polióis e metilglucósido.

Os fluidos de perfuração sintéticos normalmente são reutilizados por diversas vezes, entretanto, isto provoca a incorporação de sólidos provenientes das formações causando, desta forma, a alteração das propriedades dos fluidos de perfuração. As propriedades físicas mais importantes são a densidade, os parâmetros reológicos, os parâmetros de filtração, teor de sólidos, resistividade elétrica, estabilidade elétrica e índice de lubricidade. Todas essas propriedades determinam o desempenho do fluido e cada uma delas relaciona-se com uma determinada função exercida pelo fluido.

1.1 Justificativa

O processo de separação sólido-líquido aplicado aos fluidos de perfuração é bastante importante para indústria do petróleo uma vez que este processo tem impacto direto nos custos de perfuração e no desempenho da perfuração. Além disso, um processo de separação sólido-líquido eficiente contribui para a adequação do descarte do cascalho às leis ambientais. De forma geral, essa é uma maneira de se conseguir, durante a etapa de perfuração de um poço, resultados significativos que vão implicar em meios para tornar o processo produtivo sustentável tanto economicamente quanto ambientalmente corretos.

De acordo com Njobuenwu e Wobo (2007), uma certa porcentagem de incorporação de sólidos é praticamente inevitável devido a vários fatores: tempo de processamento insuficiente, equipamento de separação mecânica ineficiente, tipo de formação a ser perfurada e o tipo de fluido de perfuração usado. Qualquer fluido utilizado para perfurar mais do que alguns pés conterá mais de 1lb/bbl (3kg/m^3) de partículas no intervalo de tamanho de 50 a 2 micra, o necessário para obturar rochas consolidadas com permeabilidades menores do que cerca de um Darcy (CAENN *et al.*, 2011).

Com base no exposto, estudos referentes aos efeitos dos sólidos incorporados sobre as propriedades dos fluidos de perfuração são necessários, tendo em vista a incapacidade dos sistemas de separação em remover todos os sólidos perfurados, os efeitos destes sobre o desempenho da perfuração e os efeitos sobre a permeabilidade das rochas reservatórios.

1.2 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo geral estudar os efeitos da incorporação de sólidos nas propriedades de um fluido de perfuração sintético n-parafina.

1.3 Objetivos Específicos

- Avaliar a influência da incorporação de argila bentonítica e carbonato de cálcio, nas propriedades: densidade, estabilidade elétrica, resistividade elétrica, viscosidades plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento, força gel e volume de filtrado;
- Avaliar a influência do teor e do tamanho de partícula dos sólidos incorporados (argila bentonítica e carbonato de cálcio) nas propriedades físicas, reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração sintéticos e
- Identificar as variáveis (tipo, teor e tamanho de partícula) que mais influenciam nas propriedades estudadas.

1.4 Organização do Trabalho

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos. No Capítulo 1 é feita uma introdução ao tema do trabalho e apresentado os objetivos gerais e específicos e uma breve justificativa explicitando a importância deste estudo. O Capítulo 2 refere-se a fundamentação teórica e a revisão bibliográfica. No qual é feita uma explanação sobre fluidos de perfuração sintéticos, propriedades dos fluidos, emulsões, tipos de contaminantes, efeitos da incorporação de sólidos nos fluidos de perfuração. Possibilitando, desta forma, uma compreensão ampla sobre o tema bem como, subsidiando cientificamente as discussões dos resultados.

O Capítulo 3 descreve o material e os métodos necessários para o desenvolvimento do processo experimental. No Capítulo 4 estão apresentados os resultados e discussões referentes a cada propriedade estudada (densidade, estabilidade elétrica, resistividade elétrica, comportamento reológico, viscosidade plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento, força gel e volume de filtrado.). Além dos resultados e discussões da análise granulométrica e do teste de ângulo de contato realizados para a caracterização dos contaminantes. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões e as propostas para trabalhos futuros, seguido das referências bibliográficas e do Anexo A (Modelos de Fluxo Aplicados aos Fluidos de Perfuração).

Capítulo 2

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Fluidos de Perfuração Sintéticos

Na literatura encontram-se diferentes definições para os fluidos de perfuração. Para Thomas *et al.* (2001), os fluidos de perfuração são considerados como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002). Segundo o Instituto Americano de Petróleo (API – *American Petroleum Institute*), fluido de perfuração é qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável.

Os fluidos de perfuração são classificados como fluidos base água (WBFs - *Water Based Fluids*), fluidos não aquosos (NADFs - *Nonaqueous Drilling Fluids*) e de base gás. Esta classificação é baseada na fase contínua, ou seja, de acordo com o constituinte dispersante. Entre os fluidos não aquosos, que são os fluidos base óleo, encontram-se os fluidos sintéticos que também são chamados de SBF (*Synthetic Based Fluid* – Fluidos de Base Sintética) ou SBM (*Synthetic Based Mud* – Lamas de Base Sintética).

Os SBFs surgiram do desafio tecnológico impostos pela exploração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, além dos aspectos ambientais e de desenvolvimento sustentável exigidos pelos órgãos ambientais. Nesse sentido, os fluidos de perfuração sintéticos vêm como resposta às necessidades de fluidos que tivessem características semelhantes aos fluidos à base de óleo, porém, que causassem menos danos ambientais, sendo menos tóxicos e mais biodegradáveis (MAIRS *et al.*, 2000). Pozebon *et al.* (2009), com o intuito de monitorar alterações ambientais causadas por fluidos sintéticos em perfurações marinhas coletaram sedimentos em águas profundas antes e após

a perfuração. Os resultados obtidos mostraram que não houve nenhum impacto significativo causado por metais e hidrocarbonetos da atividade de perfuração.

O termo fluido sintético significa que o óleo utilizado como dispersante é uma substância química específica, purificada, obtida a partir de processos de separação química, nos quais se obtém substâncias com teores menores do que 0,001% de hidrocarbonetos poliaromáticos, diferentemente dos óleos diesel e minerais derivados do petróleo através de processos de separação física.

Os SBFs mais comuns utilizados pela indústria de petróleo são fabricados a partir de hidrocarbonetos lineares ou n-parafinas, olefinas lineares, poli-alfa-olefinas e olefinas internas, ésteres, éteres e acetais (INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS, 2003).

As principais vantagens relacionadas ao desempenho dos fluidos sintéticos quando comparados aos de base aquosa são a baixa compatibilidade com as formações reativas (sensíveis à água), a maior estabilidade térmica e estrutural (para perfuração de poços profundos e com altas temperaturas), uma melhor lubrificação (facilitando a perfuração de poços direcionais), menores taxas de corrosão (fase contínua não eletrolítica) e maior facilidade de reaproveitamento (THOMAS 2001; CAENN *et al.*, 2011). Os fluidos sintéticos são utilizados para perfurações de folhelhos argilosos e plásticos devido a grande reatividade destes tipos de rocha com a água, bem como para a perfuração de formações salinas, como é o caso da exploração no pré-sal.

Os SBFs, assim como qualquer outro tipo de fluido, possuem as seguintes funções (THOMAS, 2001):

- limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície;
- exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (*kick*) e estabilizar as paredes do poço;
- resfriar e lubrificar a coluna de perfuração.

O desempenho eficiente dessas funções está relacionado com a maneira pela qual as características dos fluidos de perfuração se comportam perante o tipo de formação, a profundidade e o tipo de poço. A proporção entre

os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físico-químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle de suas propriedades (THOMAS, 2001).

A composição dos fluidos depende principalmente da formação a ser perfurada. Com base nos dados da geologia da rocha são definidos os seguintes elementos, entre outros, de composição dos fluidos sintéticos: base sintética, emulsificante, adensante, viscosificante, redutores de filtrado, e salmoura.

Na Tabela 2.1 estão apresentados os nomes e estruturas químicas de produtos químicos de base sintética utilizados na composição de SBF.

Tabela 2.1 - Nomes e estruturas químicas de produtos químicos de base sintética utilizados na composição de SBF

Tipo	Estrutura química
Olefina linear	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_n - \text{CH} = \text{CH}_2$
Poli-alfa-olefina	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_n - \text{C} = \text{CH} - (\text{CH}_2)_m - \text{CH}_3$
	 (CH ₂) _p - CH ₃
Olefina interna	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_m - \text{CH} = \text{CH} - (\text{CH}_2)_n - \text{CH}_3$
Éter	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_n - \text{O} - (\text{CH}_2)_n - \text{CH}_3$
Éster	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_n - \text{C} = \text{O}$
	\ / O - (CH ₂) _m - CH ₃
Acetal	$\text{CH}_3 - (\text{CH}_2)_n - \text{O} \quad \text{O} - (\text{CH}_2)_n - \text{CH}_3$
	\ / CH - (CH ₂) _m - CH ₃
N-parafina	$\text{CH}_3 - \underset{\text{CH}_3}{\overset{\text{CH}_3}{\text{C}}} - \text{CH}_2 - \underset{\text{CH}_3}{\text{CH}} - \text{CH}_3 \dots, (\text{C}_{13+})$

Fonte: Adaptado de NEFF *et al.*, (2000).

Os surfactantes podem ser catiônicos, aniônicos ou não iônicos e são utilizados como emulsificantes, agente de molhamento, espumantes, antiespumantes e para diminuir a hidratação das argilas. Os surfactantes catiônicos são geralmente o sal de uma amina graxa ou poliamina. Os aniônicos se dissociam e formam um grande ânion orgânico e um cátion

inorgânico simples. Já os surfactantes não iônicos são polímeros de cadeia longa que não se dissociam (CAENN *et al.*, 2011).

A argila organofílica, usada como viscosificante, é uma argila que perdeu sua afinidade pela água, por tratamento com sais orgânicos, normalmente, sais quaternários de amônio com 12 ou mais átomos de carbono, adquirindo sensibilidade frente a líquidos orgânicos, nos quais incha e confere viscosidade.

Os aditivos redutores de filtrado são misturas de ácidos graxos com propriedades redutoras de filtrado em sistemas de emulsão inversa, fazendo ainda com que o fluido não perca sua estabilidade diante de variações de temperatura (SILVA NETO, 2002).

A água com cloreto de sódio e/ou cloreto de cálcio (salmoura) é usada para controlar a atividade química, que é de vital importância em qualquer sistema base óleo. O meio ambiente salino fornece uma emulsão mais estável que resiste aos efeitos de sólidos perfurados e incorporados ao sistema.

Os SBFs têm conferido excelentes resultados na perfuração dos seguintes poços (THOMAS, 2001):

- poços HPHT (alta pressão e alta temperatura);
- formações de folhelhos argilosos e plásticos;
- formações salinas de halita, silvita, carnalita, etc;
- poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento;
- formações com baixa pressão de poros ou de fratura.

2.2 Propriedades dos Fluidos

As principais propriedades de controle dos fluidos de perfuração são descritas por Thomas (2001):

- **Densidade** - os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pela pressão de poros (limite mínimo) e pela pressão de fratura (limite máximo) das formações expostas. Quando se deseja aumentar a densidade do fluido adiciona-se geralmente a baritina, BaSO_4 , que tem densidade $4,25 \text{ g/cm}^3$, enquanto a densidade dos sólidos de perfuração é em torno de $2,60 \text{ g/cm}^3$. Para

se reduzir a densidade dos fluidos à base de água, dilui-se com água (densidade $1,00 \text{ g/cm}^3$) ou óleo diesel (densidade $0,82 \text{ g/cm}^3$).

- **Parâmetros reológicos** - o comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto, considera-se que o fluido segue um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos.
- **Forças géis** - alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado semirrígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão novamente em movimento. A força gel é um parâmetro também de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à distribuição de cargas na superfície das partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica certo tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido.
- **Parâmetros de filtração** - a capacidade do fluido de perfuração de formar uma camada de partículas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pelas brocas é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Esse processo, conhecido por "filtração", é essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido (filtrado) invade a rocha. A qualidade do filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à "filtração".
- **Teor de sólidos** - o teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica o aumento de várias outras propriedades importantes, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das

formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração. O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, física ou quimicamente, evitando-se a dispersão das partículas. No método corretivo pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como, tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrífugas, ou diluir o fluido.

No caso dos fluidos não aquosos a estabilidade elétrica possui fundamental importância. Estabilidade elétrica é a medida da voltagem requerida para iniciar um fluxo de corrente elétrica e é um indicativo de quão fortemente a água está emulsionada numa base orgânica. Altos valores indicam uma emulsão mais forte e, portanto, um fluido mais estável. O fluxo de eletricidade é estabelecido entre os polos dos eletrodos quando as gotas de água emulsificadas coalescem formando uma ponte ou circuito contínuo. A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão completando o circuito fornece a estabilidade elétrica da emulsão, expressa em volts.

A densidade é uma propriedade relacionada com a estabilidade do poço, quando esta não é suficiente para exercer uma pressão ligeiramente maior do que a pressão da formação, o poço fica sujeito a problemas de instabilidade. De acordo com Annis & Smith (1996), a densidade do fluido de perfuração tem que ser tal que a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluido evite o influxo de fluido para o poço.

Viscosidade plástica é a parte da resistência ao fluxo causada pela fricção mecânica. Esta fricção pode ser causada por: concentração de sólidos, tamanho e forma dos sólidos e viscosidade da fase fluida. O aumento da concentração de sólido ou a diminuição da área superficial causa o aumento da viscosidade plástica. De acordo com Stefan (1966), a viscosidade plástica é uma variável dependente da interação dos sólidos presentes e/ou uma medida da fricção resultante do choque de uma partícula com outra, sendo influenciada pelo grau de hidratação e pelo campo elétrico resultante das forças repulsivas nas partículas de argila carregadas negativamente.

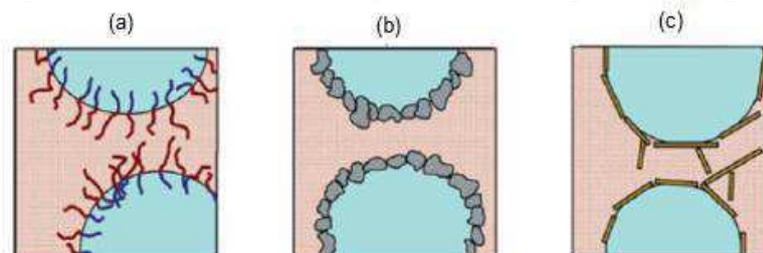
2.3 Emulsões

Para superar os problemas advindos do emprego dos fluidos à base de óleo, como por exemplos, incêndios e custos, foram desenvolvidos os sistemas “invertidos” (ou emulsões inversas), que contêm entre 10% e 60% do volume de água emulsionada como agente de suspensão e o óleo como fase contínua (CAENN *et al.*, 2011).

As emulsões inversas podem ser produzidas a partir de um emulsificante adequado, que possa diminuir a tensão interfacial e estabilizar a emulsão por meio da adsorção das moléculas nas interfaces óleo/água. A adsorção de moléculas nas interfaces formam uma película protetora que impede que as gotas coalesçam quando colidem. Os emulsificantes são compostos que possuem uma parte solúvel em água (hidrofílica) e outra solúvel em óleo (lipofílica). De modo que a escolha do emulsificante adequado baseia-se em dois fatores: a identidade química das partes dos compostos e o número HLB (*Balance Hidrofílico-Lipofílico*), o qual foi definido por Griffin em 1954 como sendo a razão em peso da parte hidrofílica da molécula em relação à parte lipofílica. Quanto maior for o número HLB, mais a molécula é solúvel em água.

Segundo Caenn *et al.* (2011), emulsões estáveis podem ser obtidas mesmo sem a adição de surfactantes, mas pela adsorção de sólidos finamente divididos (emulsões *pickering*), como argilas, CMC, amido e outros materiais coloidais nas interfaces óleo/água. Na Figura 2.1 está demonstrado os mecanismos de estabilização de emulsões inversas.

Figura 2.1 – Representação esquemática da estabilização de emulsões inversas: (a) surfactante de baixo HLB em torno das gotículas de água; (b) partículas sólidas em torno das gotículas; (c) partículas de argila em torno da gotícula de água



Fonte: BINKS & ROCHER (2009).

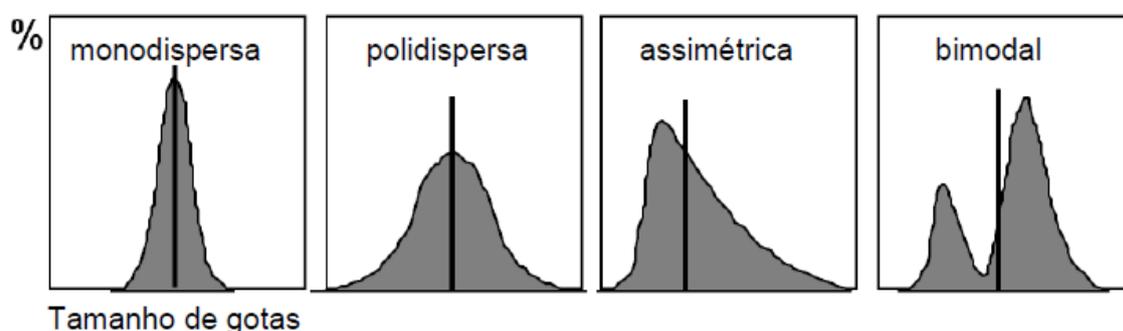
Nas emulsões inversas a água está presente em forma de minúsculas gotículas que se dispersam uniformemente na fase óleo. Quanto menor a

quantidade de água e menor for o tamanho da gotícula maior será a estabilidade da emulsão. Comparando-se dois sistemas com diferentes volumes de água e com tamanhos de gotículas iguais observa-se que a de menor volume de água é mais estável tendo em vista que a distância entre as gotículas é maior diminuindo assim, as chances de coalescência das gotículas. No caso de se ter uma gotícula menor, a coalescência é dificultada devido a maior área de contato entre o óleo e a água (SCHRAMM, 1992).

As principais propriedades das emulsões são: condutividade elétrica, tamanho de gotas, viscosidade e estabilidade. O tipo de emulsão é determinado pela medida de condutividade, pois na maioria dos casos na fase aquosa estão presentes um ou vários eletrólitos, que conduzem eletricidade, o que não ocorre na fase óleo. Além disso, o monitoramento constante da condutividade elétrica permite a determinação da mudança no tipo de emulsão, ou seja, a inversão.

O tamanho da gota é definido pelo seu diâmetro médio. Na Figura 2.2 estão representadas as principais formas de distribuição; a linha escura representa a média. A melhor distribuição é a monodispersa para as emulsões, por ser a mais estável. Nas distribuições polidispersa, assimétrica e bimodal são verificadas diferentes propriedades à mesma emulsão (SALAGER *et al.*, 2001).

Figura 2.2 - Diferentes distribuições dos tamanhos de gotículas



Fonte: SALAGER *et al.*, (2001)

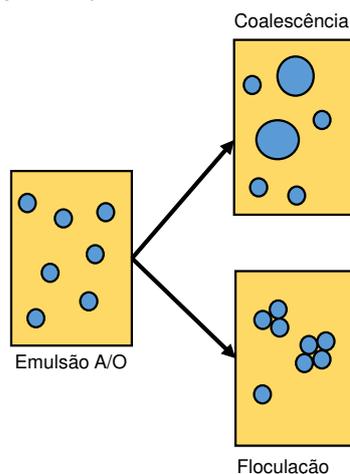
A viscosidade da emulsão é diretamente proporcional à viscosidade da fase externa, o que é válido quando a fração volumétrica da fase interna é pequena, até no máximo 30%. O segundo fator relacionado à viscosidade da emulsão é a fração volumétrica da fase interna, que por atrito entre suas gotas, proporciona um aumento na viscosidade (SALAGER *et al.*, 2001).

A estabilidade refere-se à resistência das emulsões à coalescência de gotas da fase dispersa. A taxa de coalescência das gotas em uma emulsão é a única medida quantitativa de estabilidade.

As emulsões podem ser desestabilizadas de diferentes maneiras, pela sedimentação, agregação e coalescência (SCHRAMM, 2005). A sedimentação, ou *creaming*, resulta da diferença de densidade entre a fase dispersa e a fase contínua, o que produz duas camadas de separação na emulsão que possuem diferentes concentrações de fase dispersa, uma delas contendo uma grande concentração de fase dispersa, o que irá produzir a agregação.

A agregação, ou floculação, ou coagulação, ocorre quando duas ou mais espécies dispersas se acumulam, sem mudança na área superficial total. A coalescência ocorre quando duas ou mais gotas, se unem formando outra maior, reduzindo a área superficial total (Figura 2.3).

Figura 2.3 – Representação esquemática da coalescência e da floculação



Uma emulsão óleo em água (O/A) pode ser quebrada adicionando uma pequena quantidade de um emulsificante água em óleo (A/O), e vice-versa. Caso uma quantidade muito grande de emulsionante contrastante for adicionado ocorrerá a inversão da emulsão. A determinação se uma dada emulsão é do tipo água em óleo ou óleo em água pode ser feita adicionando um pouco da emulsão a uma proveta contendo água. Se a fase contínua for a água, uma emulsão O/A se dispersará rapidamente na água, enquanto uma emulsão A/O permanecerá separada (CAENN *et al.*, 2011).

2.3.1 Tensão superficial

Com relação às moléculas em um líquido, as forças atrativas de van der Waals estão presentes em todo líquido, menos na região interfacial. Esta desigualdade nas forças de van der Waals atrai as moléculas da interface em direção ao interior do líquido. Isto leva a interface a ter uma tendência de se contrair espontaneamente. Por este motivo, as gotas de um líquido e as bolhas de um gás tendem a adotar uma forma esférica, porque esta forma reduz a energia superficial livre. Para dois líquidos imiscíveis, uma situação similar se aplica (SCHRAMM, 2005).

A energia livre geralmente é descrita em termos de forças de retração agindo paralelamente à superfície e à interface. A tensão superficial, ou a tensão interfacial, é a força por comprimento em uma superfície, ou a energia livre necessária para criar outra área superficial. As tensões interfaciais possuem um valor intermediário entre os valores de tensão superficial dos líquidos envolvidos (SCHRAMM, 1992). Há mais energia superficial em um sistema bifásico, quando está disperso do que quando está separado. Cada interface tem certa quantidade de energia livre por unidade de área, que exerce grande influência na estabilidade e na estrutura da emulsão (SCHRAMM, 2005).

2.3.2 Sólidos em emulsões

Os sólidos são adicionados às emulsões para proporcionar estabilidade e aumentar a densidade. A presença de sólidos numa emulsão de água em óleo pode surtir efeitos positivos e negativos, dependendo da maneira como estes sólidos virão a ser molhados. A molhabilidade do sólido é definida pelo ângulo de contato que se forma entre cada líquido e o sólido. Por definição, se o ângulo formado por um líquido e um sólido for menor do que 90° , então se diz que o sólido está sendo preferencialmente molhado por este líquido. Os surfactantes usados em fluidos de perfuração alteram o ângulo de contato das interfaces sólido/líquido. Nos fluidos base óleo é desejável manter os sólidos na condição de preferencialmente molhados em óleo (GRUPO OILFIELD PRODUCTS DRESSER INDUSTRIES, INC., 1977).

Essa condição reduz as chances de ocorrerem as desestabilizações por sedimentação mencionadas anteriormente. Quando se tem um sólido totalmente molhado por água, a sedimentação caracteriza-se como sendo do tipo suave, na qual os sólidos se agrupam e abandonam a emulsão. Já para sólidos molhados totalmente por óleo, a sedimentação é muito compacta e rígida, o que por sua vez, demanda uma quantidade maior de agentes gelificantes.

Sólidos como calcita, argilas, asfaltenos e resinas estabilizam emulsões de óleo (GAMAL *et al.*, 2005). No caso de emulsões de petróleo bruto estes sólidos adsorvem os constituintes polares do petróleo resultando na modificação da sua molhabilidade, de forma a ficarem na interface óleo/água resultando em um aumento da estabilidade (KIM, *et al.*, 1990). A estabilidade de emulsões água em óleo depende da sua estrutura molecular e dos componentes ativos da interface água/óleo (LI *et al.*, 2002).

À medida que os sólidos (ativos ou inertes) vão sendo incorporados aos fluidos, a emulsão vai ficando mais fraca uma vez que esses sólidos ao serem envolvidos pelo óleo recolhem em si uma parte do óleo. Com isso, a quantidade de óleo é reduzida dificultando a separação das gotículas de água. Além disso, os sólidos incorporados podem promover a emulsão do óleo na água, especialmente quando se tem sólidos hidratáveis (GRUPO OILFIELD PRODUCTS DRESSER INDUSTRIES, INC., 1977).

2.4 Tipos de Sólidos Contaminantes

O desenvolvimento da tecnologia dos fluidos de perfuração está diretamente relacionado com o conhecimento mineralógico das argilas, tendo em vista que estas são amplamente utilizadas para formar suspensões coloidais. Segundo Amorim (2003), a maior contribuição para a tecnologia dos fluidos não aquosos se deu pelo desenvolvimento de composições de argilas capazes de formar géis em óleo de maneira similar aos formados pela argila bentonítica em água. Outros sólidos como o carbonato de cálcio, por exemplo, são bastante utilizados como agente obturante em fluidos de perfuração sintéticos. Entretanto, observa-se que poucos trabalhos de âmbito científico têm sido feitos com relação a incorporação, desses mesmos sólidos

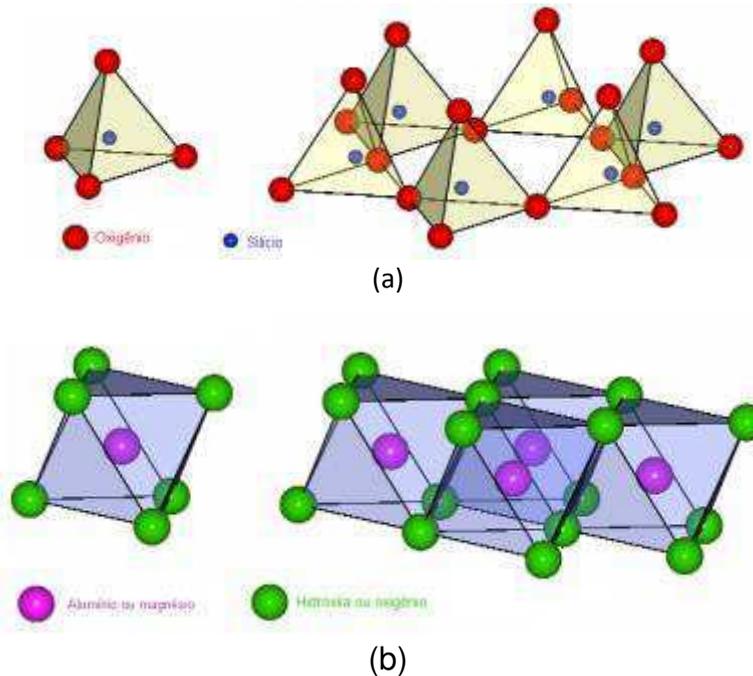
provenientes das formações rochosas, nos fluidos de perfuração durante o processo de construção de poços de petróleo e gás.

2.4.1 Argila bentonítica

As argilas, em geral, são formadas por diferentes argilominerías, entretanto são identificadas a partir do argilomineral mais abundante. A argila bentonítica é definida como uma rocha constituída essencialmente por um argilomineral montmorilonítico do grupo das esmectitas formado pela desvitrificação e subsequente alteração química de um material vítreo, de origem ígnea, provenientes de cinzas vulcânicas em ambientes alcalinos com pouca circulação de água (ROSS & SHANNON, 1926 *apud* AMORIM, 2003). O tamanho das partículas de argilas é definido pelos geólogos como menor ou igual a 2 micrometros. A montmorilonita se destaca no âmbito econômico devido a sua ocorrência comum e por ser o principal argilomineral das argilas bentoníticas usadas em fluidos de perfuração e também porque é o componente ativo nas formações argilosas mais rasas que causam problemas de inchamento e desmoronamento quando perfurado (CAENN *et al.*, 2011).

Os argilominerais apresentam estruturas cristalinas compostas por camadas de folhas octaédricas e de silicato tetraédricas unidas face a face. As folhas octaédricas são compostas de átomos de alumínio ou de magnésio octaedral em coordenação com os átomos de oxigênio. Nas folhas de silicato tetraédrica, cada átomo de silício está coordenado com quatro átomos de oxigênio (CAENN *et al.*, 2011). A montmorilonita é constituída por duas folhas de silicato tetraédricas, com uma folha central octaédrica unidas entre si por oxigênios comuns às folhas (SANTOS, 1992). A Figura 2.4 mostra as representações estruturais de (a) unidades tetraédricas e (b) octaédricas.

Figura 2.4 - - Unidades estruturais de argilas: (a) tetraedros de sílica; (b) octaedros de hidróxido de alumínio

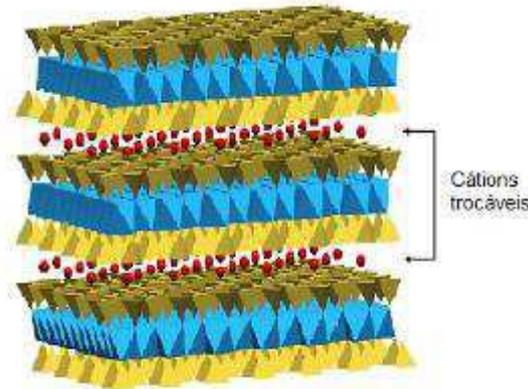


Fonte: CARASTAN (2007)

As camadas da montmorilonita apresentam perfil irregular, são muito finas, tem tendência a se agregarem no processo de secagem, e apresentam boa capacidade de delaminação quando colocada em contato com a água (PAIVA *et al.*, 2007).

O empilhamento dessas camadas é regido por forças polares relativamente fracas e por forças de van der Waals, e entre essas camadas existem lacunas ou camadas intermediárias ou interlamelares nas quais residem cátions trocáveis como Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , K^+ , Li^+ (Figura 2.5), fixos eletrostaticamente e com a função de compensar cargas negativas geradas por substituições isomórficas que ocorrem no reticulado, como por exemplo, Al^{3+} por Mg^{2+} ou Fe^{2+} , ou Mg^{2+} por Li^+ . Cerca de 80% dos cátions trocáveis na montmorilonita estão presentes nas lacunas e 20% se encontram nas superfícies laterais (PAIVA *et al.*, 2007). De acordo com Caenn *et al.* (2011), o grau de substituição, os átomos envolvidos e os tipos de cátions trocáveis possuem importância significativa para a tecnologia dos fluidos de perfuração, pois exercem influência sobre propriedades como o inchamento, a dispersão e as características reológicas e de filtração.

Figura 2.5 - Ilustração esquemática do empilhamento de camadas de uma argila, enfatizando os cátions trocáveis presentes nas galerias



Fonte: CARASTAN (2007)

Se o cátion é o sódio, o inchamento pode progredir desde 9,8 Å, quando a argila é exposta ao ar, a um máximo de 40 Å, quando a argila é totalmente dispersa em meio líquido. No caso das argilas cálcicas ou policatiônicas, a quantidade de água adsorvida é limitada e as partículas continuam unidas umas às outras por interações elétricas e de massa. A diferença no inchamento das montmorilonitas sódicas e cálcicas deve-se a força de atração entre as camadas, que é acrescida pela presença do cálcio, reduzindo a quantidade de água que poderá ser adsorvida, enquanto que o cátion sódio provoca uma menor força atrativa, permitindo que uma maior quantidade de água penetre entre as camadas, e seja então adsorvida (LUMMUS, & AZAR, 1986). Conclui-se, portanto, que quanto maior for a valência maior será a atração entre as placas e menor será a viscosidade resultante da hidratação, com exceção do potássio que é monovalente, mas, possui um diâmetro iônico de 2,66 Å o que faz com que o mesmo ocupe um espaço considerável das intercamadas que é de 2,8 Å (PEREIRA, 2001).

Existem dois tipos de mecanismos de inchamento: o cristalino e o osmótico. O inchamento cristalino, também chamado de hidratação da superfície, ocorre da adsorção de camadas monomoleculares da água sobre as superfícies basais do cristal nas camadas externas e também nas intercamadas das argilas de rede expansiva. O inchamento osmótico se dá porque a concentração de cátions é maior do que a concentração da solução o que provoca o deslocamento da água para dentro do espaço entre as

camadas, neste tipo de inchamento o volume aparente é bem maior do que no cristalino (CAENN *et al.*, 2011).

A hidratação de argilas bentoníticas também está relacionada com a resultante das forças de cisalhamento aplicadas às dispersões, que quebram as ligações químicas das estruturas das argilas, resultando na exposição de valências positivas dos átomos de sílica, negativas dos átomos de oxigênio, ou ambas, dependendo de onde ocorra a quebra. Estes íons adsorvem maior quantidade de água, promovendo assim uma maior delaminação das camadas de argila. Esta água adsorvida é chamada de “água de ligação quebrada” e promove diminuição da água livre disponível. Este fenômeno justifica a aplicação de elevadas taxas de cisalhamento quando do preparo de fluidos de bentonita e explica o porque da viscosidade destes fluidos aumentar quando o cisalhamento é aplicado (LUMMUS & AZAR, 1986).

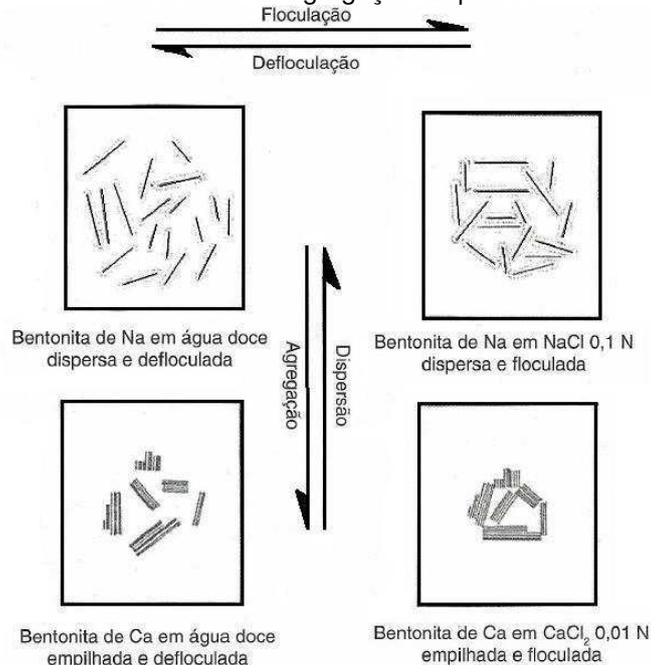
As argilas são muito utilizadas em fluidos de perfuração tanto a base de água quanto a base de óleo, principalmente a argila bentonítica sódica no caso de fluidos aquosos, para conferir aos fluidos algumas propriedades, como a viscosidade, força gel e propriedades de filtração.

Outro processo bastante importante na área de fluidos de perfuração relacionado com as argilas é a associação de partículas, a qual pode ocorrer por meio de: floculação, defloculação, agregação e dispersão. Cada processo age de forma diferente sobre a reologia dos fluidos.

O fenômeno de floculação ocorre quando às suspensões de argila é adicionado eletrólitos, que causam a compressão das duas camadas, dependendo da quantidade de eletrólitos adicionados as partículas poderão aproximar-se uma das outras, de modo que as forças atrativas serão maiores e as partículas se aglomerarão, resultando, desta forma, em um aumento da força gel. Já no processo de defloculação ocorre o inverso, a força gel é diminuída pela adição de polifosfatos, tanatos e lignossulfonatos que são adsorvidos nas arestas do cristal. A agregação consiste no colapso das duplas camadas difusas e à formação de agregados de lamelas paralelas causando uma diminuição na força gel, enquanto que a dispersão é a subdivisão de agregados de partículas por meios mecânicos, sendo este um processo indesejável porque aumenta a viscosidade plástica (CAENN *et al.*, 2011). A

diferença entre os processos floculação-defloculação e agregação-dispersão está esquematizado na Figura 2.6.

Figura 2.6 – Representação esquemática do mecanismo de floculação-defloculação e o mecanismo de agregação-dispersão



Fonte: Adaptado de CAENN *et al.* (2011).

Para o uso em fluidos base óleo as argilas bentoníticas são transformadas em argilas organofílicas. O tratamento consiste em substituir o cátion Na^+ da superfície interlamelar de suas partículas por um cátion do sal quaternário de amônia (SOUZA SANTOS, 1992; OLPHEN, 1991). As argilas organofílicas são argilas que contém moléculas orgânicas intercaladas entre as camadas estruturais. A inserção de moléculas orgânicas faz com que ocorra expansão entre os planos d(001) da argila, transformando sua natureza hidrofílica para hidrofóbica (PAIVA *et al.*, 2008).

Esse processo proporcionou o desenvolvimento de formulações à base de argila capazes de formar géis no óleo. Além dessa contribuição, pesquisadores descobriram que o uso de argilas dispersíveis em óleo suspenderiam os sólidos no óleo, sem a necessidade adicional de sabões e agentes emulsificantes (CAENN *et al.*, 2011).

2.4.2 Carbonato de cálcio

As rochas carbonáticas, comumente conhecidas como calcários ocorrem tanto em terra como no fundo do mar. Estas rochas são formadas a partir do mineral calcita, cuja composição química é o carbonato de cálcio proveniente tanto da decomposição de organismos vivos como da precipitação química. Segundo Klein & Dutrow (2012), a crosta terrestre é composta quase que completamente por silicatos, carbonatos, óxidos, hidróxidos, fosfatos e sulfatos. Nas rochas, a calcita é um dos minerais mais comuns e de ampla distribuição, podendo em grandes massas de rochas sedimentares, ser o principal constituinte.

O carbonato de cálcio (CaCO_3) apresenta-se em três modificações polimórficas: a calcita, um dos minerais mais comuns, sendo o constituinte principal de vastas formações de rochas sedimentares de calcário e a forma estável do CaCO_3 para a temperatura ambiente; a aragonita, mineral encontrado em depósitos calcários que resultam de águas termais; e a vaterita, mineral polimorfo bem mais escasso (BESSLER e RODRIGUES, 2008).

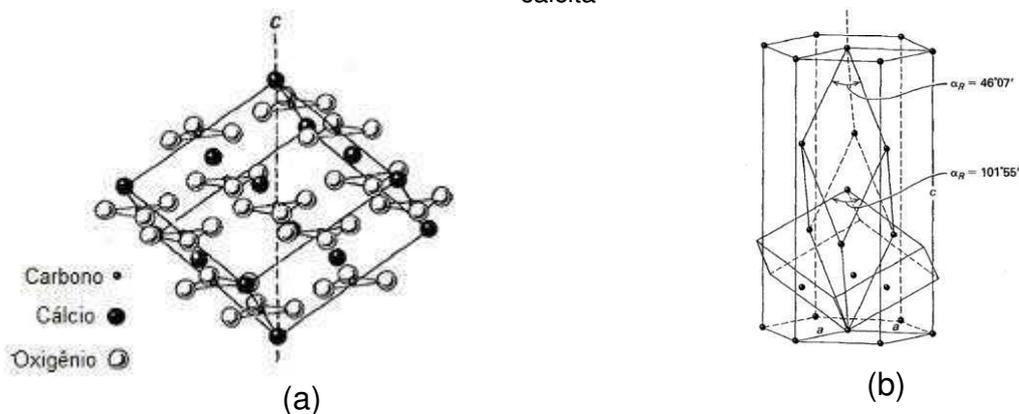
A calcita e a aragonita possuem igual composição química, CaCO_3 , apresentando exemplo típico de dimorfismo. Estes possuem o íon carbonato em suas estruturas e são os constituintes das rochas calcárias. Certos carbonatos decompõem-se em presença de hidrogênio (PERONI, 2003).

Segundo Lippmann (1973), a calcita apresenta densidade de $2,711 \text{ g/cm}^3$ e a aragonita de $2,944 \text{ g/cm}^3$. Moreira *et al.* (2012) caracterizaram duas amostras de carbonato de cálcio e obtiveram densidades médias de $2,669 \text{ g/cm}^3$ e $2,700 \text{ g/cm}^3$. Também analisaram o grau de esfericidade e encontraram um grau de 0,6 para as duas amostras.

As propriedades específicas dos carbonatos são definidas pelos seus complexos aniônicos $(\text{CO}_3)^{-2}$ que são unidades muito fortes e não compartilham átomos de oxigênio entre si. Porém, mesmo sendo muito forte a ligação entre o carbono central e seus átomos de oxigênio do grupo CO_3 , a ligação covalente do grupo CO_2 é mais forte, e por isso o grupo dos carbonatos se torna instável na presença do íon hidrogênio e se decompõe em CO_2 e água, conforme a reação: $2\text{H}^+ + \text{CO}_3 = \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ (KLEIN & DUTROW 2012).

A calcita apresenta uma iso-estrutura romboédrica com grupo espacial $R\bar{3}c$ derivada da estrutura do NaCl (Figura 2.7 (a)), tradicionalmente descrita como $\{10\bar{1}1\}$, entretanto, estudos estruturais com raio X mostraram que esta estrutura é muito mais alongada (Figura 2.7 (b)), o que proporciona a ocorrência do CaCO_3 em dois tipos estruturais: na calcita, que possui uma coordenação 6 do Ca em relação ao O, e na aragonita, com coordenação 9 do Ca para o O (KLEIN & DUTROW 2012).

Figura 2.7 – Estrutura da calcita: (a) estrutura tradicional da calcita; (b) estrutura por raio X da calcita



Fonte: KLEIN & DUTROW (2012)

A incorporação de carbonato de cálcio em fluidos de perfuração sintéticos ocorre quando da perfuração dos reservatórios carbonáticos, já que este tipo de fluido é o mais indicado nesta fase da perfuração. Existem diversos reservatórios carbonáticos espalhados pelo mundo, conforme pode ser visto na Figura 2.8.

Figura 2.8 – Distribuição geográfica dos reservatórios carbonáticos de petróleo



Fonte: EHRENBURG & NADEAU, (2005)

O carbonato de cálcio pode ser aplicado em fluidos de perfuração como um aditivo adensante (González *et al.*; NGUYEN *et al.*, 2011; BAKHTYAR & GAGNON, 2012) ou agente obturante (QUEIROZ NETO, 2009; MOREIRA *et al.*, 2012) e em fluidos de perfuração sintéticos, o CaCO_3 pode ser usado para estabilizar a emulsão (CAENN *et al.*, 2011). Neste sentido, muitos pesquisadores têm usado este tipo de material na composição de fluidos em diversos estudos. Entretanto, os efeitos causados pelo CaCO_3 incorporado aos fluidos de forma indesejada não têm sido tema de estudos. Porém, atualmente, existe uma preocupação por parte da indústria petrolífera brasileira com relação a contaminação de fluidos de perfuração por carbonatos de cálcio provenientes das formações rochosas. Tal interesse surgiu da necessidade de se obter informações que possam otimizar o processo de perfuração em grandes profundidades, como é o caso da descoberta de imensas reservas de óleo e gás em rochas carbonáticas na Bacia de Santos, em profundidades que variam entre 4 e 7 km, o conhecido pré-sal.

Dalmazzone & Audibert-Hayet (2006), com o objetivo de desenvolver um surfactante que maximizasse a produção e evitasse danos a formação, adicionou CaCO_3 como adensante. Queiroz Neto *et al.* (2007) utilizou o CaCO_3 como agente de tamponamento e adensante na composição do fluido *drill in* salgado para estudar os processos de adsorção e dessorção do fluido salgado.

Queiroz Neto (2009), em seu estudo intitulado Redução na pressão de rompimento da torta de filtração através de melhorias na composição do fluido de perfuração à base de polímeros, utilizou na composição do fluido *drill in* o CaCO_3 como agente de tamponamento e adensante. O autor identificou quais as variáveis que mais influenciavam na remoção do reboco, e desenvolveu um modelo empírico relacionado a pressão de rompimento, a filtração, o coeficiente de lubricidade, o índice de fluxo e a viscosidade a baixa taxa de cisalhamento tendo como variáveis de entrada a concentração do carbonato de cálcio, da goma xantana e do lubrificante. O autor também observou que: o CaCO_3 pouco afetou os parâmetros reológicos do modelo de Ostwald-de-Waale; as variações na concentração influenciaram a viscoelasticidade do reboco mas não causaram mudanças significativas na estrutura do reboco; as interações entre os polímeros e o CaCO_3 são predominantes físicas e a concentração de CaCO_3 reduz a pressão de rompimento do reboco do fluido.

2.5 Efeitos da Incorporação de Sólidos nos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração normalmente são reutilizados após passarem por um processo de manutenção. A manutenção consiste na separação sólido-líquido (Anexo A), e caso seja necessário, são adicionadas substâncias de modo a adequar as propriedades do fluido de acordo com a fase do poço que se deseja perfurar. A etapa de separação sólido-líquido tem como objetivo limpar o fluido de contaminantes (argilas, siltes, areias, carbonatos ou gases) e se constitui de diversos equipamentos de controle de sólidos, tais como: peneiras, decantadores, desareidores, dessiltadores, desgaseificadores e centrífugas. Uma das características relevantes do fluido sintético é a possibilidade da sua reutilização por diversas vezes.

Entretanto, quando o fluido sintético é reutilizado ocorre a incorporação de sólidos que tende a aumentar com o número de vezes que o mesmo é reutilizado. Pequenas quantidades de sólidos perfurados incorporados nos fluidos não são prejudiciais, mas se estas pequenas quantidades são continuamente recirculadas, sérios problemas podem ocorrer (NJOBWU e WOBO, 2007). O aumento do teor de sólidos nos fluidos de perfuração também pode provocar desgaste dos equipamentos e má limpeza do poço (CAENN *et al.*, 2011). Diante disso, atualmente, a indústria do petróleo tem demonstrado bastante preocupação com relação aos efeitos prejudiciais causados por estes sólidos incorporados em fluidos de perfuração sintético, principalmente, por este tipo fluido ser utilizado nas perfurações do pré-sal.

Segundo Boek *et al.* (2011), a insuficiência de medições de registro de fundo de poço e o dano de formação, devido à invasão de partículas de fluidos de perfuração possuem importâncias significativas no processo de produção de petróleo, demonstrando, desta forma, que a presença de sólidos nos fluidos de perfuração podem causar efeitos não só durante a etapa de perfuração mas também durante o processo de produção de petróleo. O dano de formação devido à invasão de partículas dos fluidos de perfuração ocorre quando sólidos de perfuração, adensantes e até mesmo polímeros invadem a rocha reservatório, ligando, assim, os poros e formando um reboco interno.

Segundo Caenn *et al.* (2011), os sólidos perfurados (cascalhos) de formações argilosas se incorporam aos fluidos de perfuração e podem alterar

significativamente as suas propriedades. O teor de sólidos deve ser mantido no mínimo possível, pois dele dependem as propriedades do fluido como densidade, viscosidade e força gel. Um aumento deste, por sua vez, provocará maior probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura da formação, devido ao incremento das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração (CHIPINDU, 2010). Outro problema bastante comentado na literatura é a prisão diferencial que, segundo Pereira (2003), está sempre associada a fluidos de perfuração inadequados, com teores de sólidos excessivos, densidades elevadas, altas taxas de filtrado e reboco.

Além do uso como constituinte de fluidos de perfuração, a argila bentonítica pode fazer parte de formações argilosas e causar problemas em perfurações. Em contato com o fluido a base de água ela sofre hidratação, podendo reduzir o diâmetro do furo e ter recortes argilosos dispersos e incorporados ao próprio fluido, contaminando-o (PEREIRA, 2001).

Mesmo não sendo tratados com bentonitas, os fluidos irão incorporar partículas de argilas durante a perfuração. Estas partículas podem associar-se em agregação, dispersão, floculação e defloculação. A agregação pode ser causada após a hidratação pela contaminação do fluido com cátions multivalentes, como por exemplo o Ca^{+2} proveniente de rochas calcárias, cimento, gesso ou anidritas. A dispersão é o oposto da agregação e promove o aumento de viscosidade, entretanto depende da quantidade de cargas das argilas. Quando eletrólitos contaminam o fluido diminuem as forças de repulsão entre as placas e a película de água aderida, resultando no processo de floculação, o qual causa gelificação de porções do fluido, com elevação abrupta de viscosidade, espessura de reboco e volume de filtrado. A adição de dispersantes químicos pode reverter o processo de floculação, ou seja, ocorre a defloculação mediante a neutralização das cargas dos eletrólitos (PEREIRA, 2001).

Em fluidos de perfuração aquosos o aumento nos valores de viscosidades aparente e plástica decorre da maior intensidade das interações elétricas e de massa entre partículas, que se tornam predominantes com o aumento da concentração de argila. Essas interações promovem a formação de reticulados mais ou menos rígidos, que retêm as moléculas de água

diminuindo assim a quantidade de água livre no sistema, e, por conseguinte, o volume de filtrado (AMORIM *et al.*, 2005). O volume de filtrado depende da existência de partículas sólidas com dimensões adequadas para que ocorra a obstrução dos poros (agente obturante) e somente a fase líquida do fluido (filtrado) invada a rocha (THOMAS, 2001).

A escolha do obturante adequado depende da permeabilidade da formação rochosa. De acordo com Waldmann *et al.*, (2009), em formações rochosas com permeabilidade entre 500 mD e 3000 mD, uma prática comum é a adição de carbonato de cálcio com distribuição de partícula entre 2-44 μm e para permeabilidade entre 3000 mD e 8000 mD, é comum a adição de uma mistura composta por carbonatos contendo 75% de 2-44 μm ; e 25%, de 44-74 μm .

Segundo Darley e Gray (1988) *apud* Amorim (2005), como as partículas de argila presentes nos fluidos de perfuração são anisométricas e podem formar uma estrutura de gel mesmo a baixas concentrações de sólidos em virtude das interações entre as forças de repulsão e de atração, seu comportamento reológico é altamente dependente da taxa de cisalhamento; a baixas taxas de cisalhamento as partículas de argilas permanecem influenciadas por essas forças e, como consequência, sua viscosidade é relativamente alta, contudo, o aumento na taxa de cisalhamento, conduz ao alinhamento das partículas de argila na direção do fluxo e sua viscosidade se torna largamente dependente da concentração de sólidos.

A estabilidade elétrica dos fluidos sintéticos pode ser alterada com o aumento da concentração de sólidos, pois o acúmulo desses sólidos provoca a quebra da emulsão devido a uma redução da fase dispersante e, por conseguinte, interfere nas propriedades reológicas e de filtração.

Njobuenwu & Wobo (2007) estudaram o efeito da adição de argila bentonítica sobre a estabilidade elétrica, volume de filtrado e o limite de escoamento de um fluido sintético nas concentrações de 0,071 g/cm³, 0,143 g/cm³ e 0,214 g/cm³, o que equivale a adição de 24,85 g, 50,05 g e 74,9 g em 350 mL de fluido, respectivamente. Foi constatado que o aumento da concentração de argila diminuiu a estabilidade elétrica devido a reatividade da argila com relação aos surfactantes e emulsificantes do fluido. Segundo os autores, a argila adsorve esses materiais diminuindo assim a estabilidade

elétrica. Com relação ao volume de filtrado e o limite de escoamento, os autores verificaram que o aumento da concentração de argila bentonítica também aumenta essas propriedades.

Pereira (2010), ao investigar o comportamento reológico de um fluido de perfuração sintético ao longo do processo de controle de sólidos de cinco sondas verificou que a tensão de cisalhamento foi maior nas etapas do processo nas quais se tem concentrações maiores de sólidos, bem como diâmetros também maiores.

Capítulo 3

3. MATERIAL E MÉTODOS

3.1 Material

Para este estudo, foram cedidos pela PETROBRAS o seguinte material para a realização dos ensaios experimentais:

- Fluido sintético de n-parafina com densidade de $1,22 \text{ g/cm}^3$. Os elementos de composição do fluido estão descritos na Tabela 3.1;
- Barita comercialmente utilizada para adensar fluidos;
- Amostras de carbonato de cálcio 2 - 44 μm e carbonato de cálcio 2 - 74 μm

Tabela 3.1 - Constituintes do fluido sintético

Composição do fluido sintético
Parafina
cal
Emulsificante primário
Solução saturada de NaCl
Redutor de filtrado
Argila organofílica
Modificador reológico

O sólido argila bentonítica 75 μm foi fornecido pela empresa Bentonit União Nordeste (BUN). A argila bentonítica 45 μm foi obtida por meio do peneiramento da argila bentonítica 75 μm usando uma peneira de 325 *mesh* (abertura 45 μm).

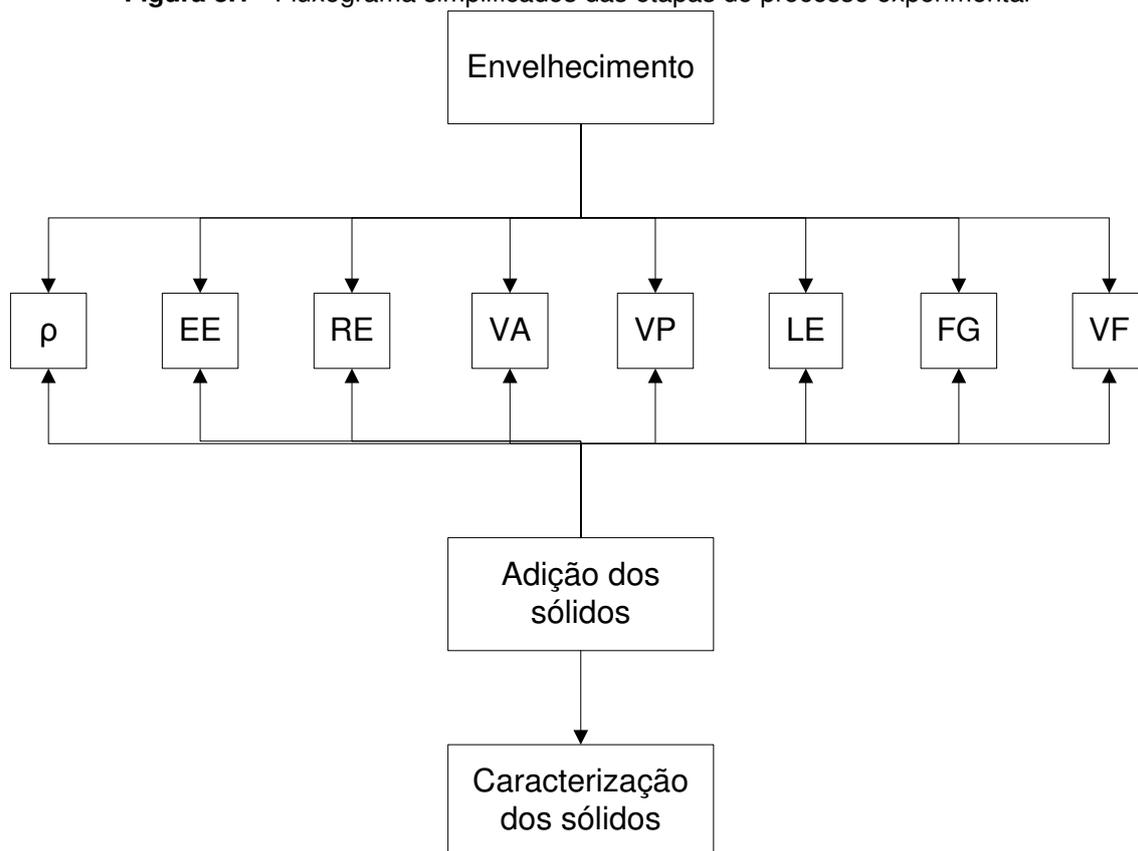
3.2 Métodos

Inicialmente, as vinte e seis amostras do fluido sintético n-parafina contendo 350 mL cada uma foram submetidas a um processo de envelhecimento. Após esta etapa, as amostras foram contaminadas com cada um dos sólidos, argila (45 μm e 75 μm) e carbonato de cálcio (2-44 μm e 2-74 μm) nas proporções de 5%, 10% e 15% do volume da amostra

considerados em massa. Para cada tipo de sólido foram usadas 6 amostras, duas para cada tamanho de partícula. Duas outras amostras não foram contaminadas, sendo estas usadas para a obtenção dos parâmetros de comparação.

Após o processo de preparação das amostras, foram realizados os ensaios para a determinação das propriedades: densidade (ρ), estabilidade elétrica (EE), resistividade elétrica (RE), viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), força gel (FG) e volume de filtrado VF. Além desses ensaios, também foi realizada a caracterização dos sólidos estudados por meio da análise granulométrica e do teste de ângulo de contato. Abaixo segue o fluxograma simplificado do processo experimental (Figura 3.1).

Figura 3.1 - Fluxograma simplificados das etapas do processo experimental



Os ensaios para a determinação das propriedades: densidade, estabilidade elétrica, resistividade elétrica, viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento, volume de filtrado e força gel foram realizados no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração – PEFLAB instalado no

Laboratório de Referência em Dessalinização (LABDES) da UFCG. Os ensaios de granulometria foram realizados no Laboratório Tecnologia dos Materiais (LTM) da UFCG e os testes de ângulo de contato foram realizados no Laboratório de Avaliação e Desenvolvimento de Biomateriais do Nordeste (CERTBIO) da UFCG.

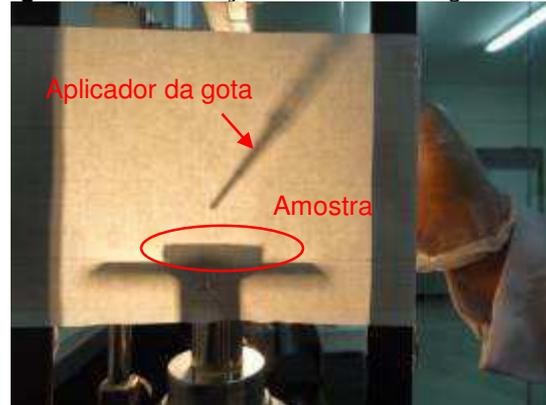
3.2.1 Análise granulométrica dos contaminantes

Para a análise granulométrica dos sólidos utilizou-se o equipamento CILAS 1064 Líquido. Este equipamento realiza a análise granulométrica por difração de laser e utiliza o método de dispersão de partículas em fase líquida associado com um processo de medida óptica através de difração de laser. Neste método, é combinada a relação proporcional entre a difração do laser e a concentração e tamanho de partículas. Para a realização da caracterização granulométrica das argilas 45 μm e 75 μm e dos carbonatos 2-44 μm e 2-74 μm foi aplicado a técnica de ultrassom para dispersão das amostras e o modelo matemático foi o de Fraunhofer. Também se considerou o diâmetro da partícula como de esferas passante em igual abertura de peneira.

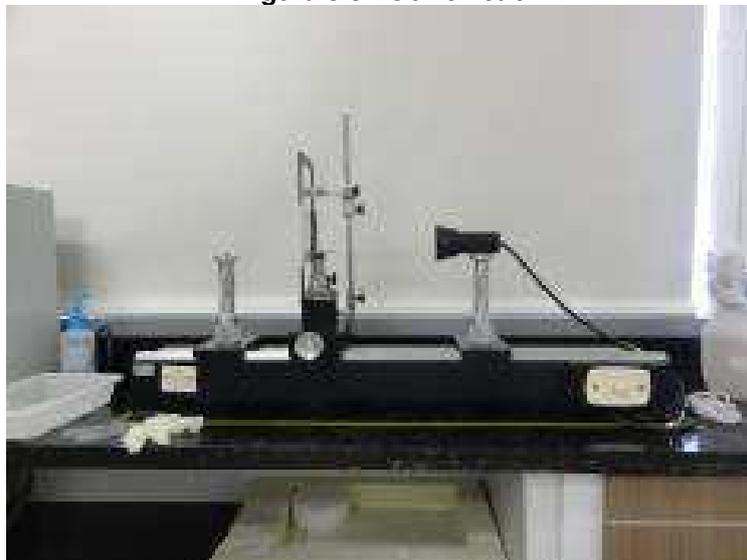
3.2.2 Teste de ângulo de contato

Para a realização dos testes de ângulo de contato foram confeccionadas pastilhas de argila bentonítica e de carbonato de cálcio, de modo a se obter uma superfície plana.

Para caracterização da interação entre os sólidos contaminantes e as fases líquidas dos fluidos foi utilizado o método da gota séssil, uma gota de cada líquido de aproximadamente 4 μL foi colocada suavemente sobre a superfície dos materiais como está ilustrado na Figura 3.2. Em seguida foi registrada em câmera digital a imagem de 5 gotas diferentes dispostas sob as superfícies das amostras para obtenção da média dos ângulos obtidos.

Figura 3.2 – Ilustração do método da gota séssil

Para a realização deste ensaio utilizou-se um goniômetro, o qual consiste em um arranjo simples composto por um suporte para a amostra, um suporte para a máquina fotográfica, uma luz incandescente e um fundo em papel milimetrado conforme pode ser visto da Figura 3.3. Os testes foram feitos com n-parafina, solução saturada de NaCl e com o fluido sintético. As medidas do ângulo de contato foram realizadas por meio do *software Angle calculator 1.0*.

Figura 3.3 - Goniômetro

3.2.3 Envelhecimento do fluido

As amostras dos fluidos foram colocadas em células de alta pressão de aço inoxidável e aplicou-se uma pressão de 0,69 MPa. Em seguida, foram

submetidos a um processo de envelhecimento dinâmico por 16 h a 93°C, em forno Roller Oven, modelo 705 ES, da marca fann. O objetivo deste envelhecimento é simular as condições de fundo de poço.

3.2.4 Incorporação de sólidos

O estudo da influência dos sólidos incorporados em fluidos de perfuração sintético n-parafina foi realizado mediante a contaminação das amostras de fluidos com argila 45 μm , argila 75 μm , carbonato de cálcio 2-44 μm e carbonato de cálcio 2-74 μm em separado. Para a análise dos efeitos da incorporação dos sólidos sobre as propriedades foram realizados ensaios com adição de sólidos nos teores de 5%, 10% e 15% do volume do fluido (350 mL) considerado em massa.

Após o processo de envelhecimento do fluido, os sólidos foram adicionados sob agitação constante, em um agitador Hamilton Beach e, ao fim da adição, o fluido permaneceu sob agitação constante por 5 minutos. Em seguida, foram realizados os ensaios para a determinação das propriedades. A identificação das amostras de fluidos contaminados está descrita na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Identificação das amostras de fluidos contaminados

Fluido	Tipo de contaminante	Massa (%)	Massa (g)	Quant. de amostras
F1A5	Argila bentonítica 45 μm	5	17,5	2
F1A10	Argila bentonítica 45 μm	10	35	2
F1A15	Argila bentonítica 45 μm	15	52,5	2
F2A5	Argila bentonítica 75 μm	5	17,5	2
F2A10	Argila bentonítica 75 μm	10	35	2
F2A15	Argila bentonítica 75 μm	15	52,5	2
F1C5	Carbonato de cálcio 2-44 μm	5	17,5	2
F1C10	Carbonato de cálcio 2-44 μm	10	35	2
F1C15	Carbonato de cálcio 2-44 μm	15	52,5	2
F2C5	Carbonato de cálcio 2-74 μm	5	17,5	2
F2C5	Carbonato de cálcio 2-74 μm	10	35	2
F2C5	Carbonato de cálcio 2-74 μm	15	52,5	2
FSC	Fluido sem contaminante	-	-	2

3.2.5 Densidade

A densidade foi medida diretamente por meio de uma balança de lama da marca fann modelo 140. Foram medidas as densidades de duas amostras do fluido limpo (sem incorporação de sólido) e de todas as amostras do fluido com sólido incorporado.

3.2.6 Propriedades reológicas

As propriedades reológicas foram calculadas por meio de ensaios realizados em um viscosímetro da marca fann modelo 35A com combinação geométrica R1-B1 (MACHADO, 2002). Seis valores de deflexão foram lidos conforme os seguintes procedimentos:

- a amostra foi agitada por 5 minutos a uma velocidade de 17.000 rpm no agitador e depois colocada em um copo térmico da marca fann, para manter o fluido a uma temperatura de aproximadamente 48°C de modo que se possa reproduzir as condições de operação;
- as leituras da deflexão em graus foram realizadas com as seguintes taxas de cisalhamento: 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm;
- para obtenção da força gel inicial, o fluido foi submetido a uma taxa de cisalhamento de 600 rpm durante 15 s, em seguida, permaneceu em repouso durante 10 s. Logo após, acionou-se o viscosímetro na taxa de cisalhamento de 3 rpm efetuando-se a leitura;
- para a obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10 min, logo após, foi efetuada a leitura sob taxa de cisalhamento de 3 rpm.

3.2.7 Estabilidade elétrica

Para medir a estabilidade elétrica (EE) foi utilizado um equipamento da marca fann modelo 23D. As medidas foram realizadas com a amostra no copo térmico a uma temperatura de aproximadamente 48°C logo após o ensaio

reológico. Agitou-se levemente o fluido e fez-se a leitura. Foram realizadas cinco medições, sendo que a primeira e a de maior valor foram eliminadas.

3.2.8 Resistividade elétrica

O teste de resistividade elétrica (RE) foi realizado com o objetivo de complementar os resultados obtidos pela medição da EE, uma vez que a adição de sólidos aos fluidos poderiam causar inversão da emulsão. Inicialmente, agitou-se a amostra por 5 minutos a uma rotação de 17.000 rpm e em seguida a amostra foi aquecida em copo térmico até atingir aproximadamente 48°C, sendo então realizadas cinco leituras com um multímetro digital da marca UNIT-T modelo DT890 C.

Para evitar erros de leitura, tendo em vista que a medida da resistividade elétrica depende da distância entre as pontas de prova e o volume do fluido, confeccionou-se uma placa com dois furos para que as pontas de prova passassem e utilizou-se um béquer com capacidade de 50 mL conforme pode ser visto na Figura 3.4.

Figura 3.4 - Arranjo de medição da resistividade elétrica dos fluidos



3.2.9 Volume de filtrado

O volume de filtrado foi determinado por meio de um filtro prensa HPHT (*High Pressure and High Temperature*) da marca fann série 387 a 93,3 °C (200 °F) e sob pressão de 500 psi, durante um intervalo de 30 minutos.

Capítulo 4

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Análise Granulométrica

Na Figura 4.1 estão apresentadas as curvas de distribuição do tamanho de partícula (volume cumulativo e frequência simples) das amostras de (a) argila bentonítica 45 μm , (b) argila bentonítica 75 μm , (c) carbonato de cálcio 2-44 μm e (d) carbonato de cálcio 2-74 μm . A Tabela 4.1 apresenta a média e os decis, D_{10} , D_{50} e D_{90} , para cada tipo de contaminante.

Figura 4.1 – Distribuição do tamanho de partícula: (a) argila bentonítica 45 μm ; (b) argila bentonítica 75 μm ; (c) carbonato de cálcio 2-44 μm e; (d) carbonato de cálcio 2-74 μm

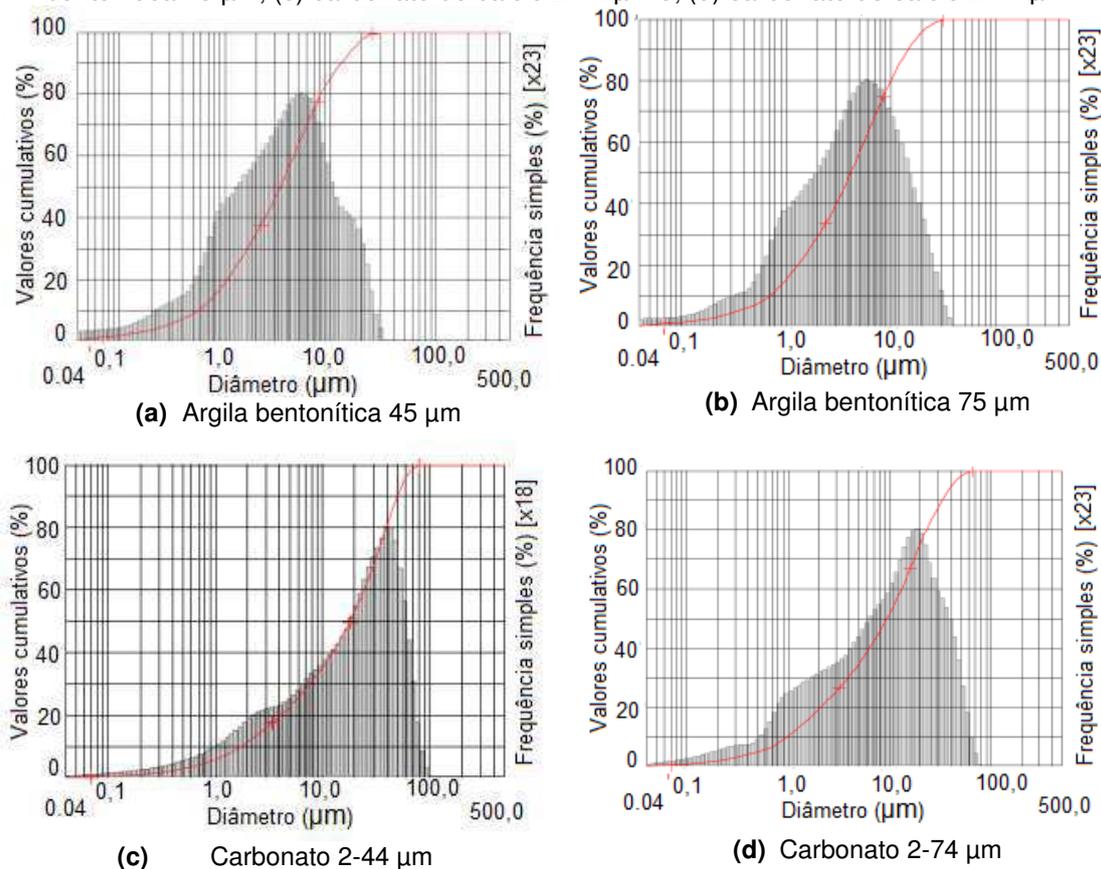


Tabela 4.1 - Distribuição granulométrica, decis e média

Decis	Argila 45 μm	Argila 75 μm	Carbonato de cálcio 2-44 μm	Carbonato de cálcio 2-74 μm
D ₁₀	0,56 μm	0,71 μm	1,76 μm	0,97 μm
D ₅₀	3,36 μm	4,17 μm	18,11 μm	9,39 μm
D ₉₀	12,71 μm	14,53 μm	49,88 μm	33,00 μm
Média	5,12 μm	6,09	22,37 μm	13,45 μm

Dos histogramas obtidos (Figura 4.1), verifica-se que a distribuição do tamanho de partículas varia de 0,04 μm a 30 μm e de 0,04 a 36 μm para as argilas 45 μm e 75 μm , respectivamente. Para os carbonatos esta distribuição é mais larga, ficando entre 0,07 μm a 90 μm para o carbonato de cálcio 2-44 μm e de 0,04 a 71 μm para o carbonato de cálcio 2-74 μm .

Observa-se das curvas cumulativas apresentadas na Figura 4.1 que a argila 45 μm possui um percentual acumulado de aproximadamente 34,91% de partículas menores ou iguais a 2 μm e um percentual de 29,19% para a argila 75 μm . Para os carbonatos este percentual é de 11,29% para o carbonato de cálcio 2-44 μm e de 19,37% para o carbonato de cálcio 2-74 μm .

A partir da Figura 4.1 e da Tabela 4.1 observa-se que as argilas são constituídas por frações de partículas menores quando comparadas com os carbonatos de cálcio. Entre as argilas, as partículas da argila 45 μm , em média, são menores do que as da argila 75 μm . Já para os carbonatos, o carbonato 2-74 μm apresentou em média partículas menores do que o carbonato de cálcio 2-44 μm .

4.2 Ângulo de Contato

A Tabela 4.2 apresenta os resultados dos testes de ângulo de contato.

Tabela 4.2 - Ângulo de contato dos contaminantes

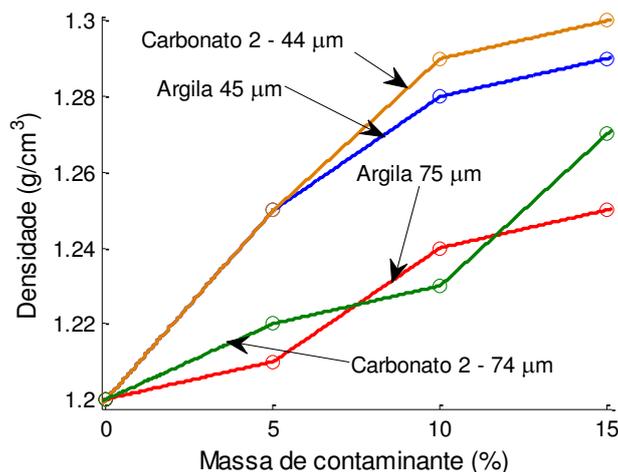
Fluido/Contaminante	Ângulo de contato (graus)	
	Argila	Carbonato de cálcio
n-parafina	0	0
Solução saturada de NaCl	26,32	0
Fluido sintético	18,74	33,74

De acordo com a teoria da molhabilidade, medidas de ângulo de contato entre o sólido e o líquido menores do que 90 graus significam que o sólido é molhado por este líquido. Portanto, da Tabela 4.2, conclui-se que tanto a argila quanto o carbonato de cálcio são molhados pela n-parafina, pela solução saturada de NaCl, bem como molhados pelo fluido sintético.

4.3 Densidade

A Figura 4.2 mostra o efeito da incorporação de sólidos sobre a densidade dos fluidos contaminados com argila 45 μm , argila 75 μm , carbonato de cálcio 2-44 μm e carbonato de cálcio 2-74 μm nos teores de 5%, 10% e 15%.

Figura 4.2 - Efeito dos teores de contaminantes sobre a densidade dos fluidos



A partir da Figura 4.2 observa-se que a densidade do fluido aumentou conforme o aumento da adição de sólidos. Porém, o comportamento com relação a granulometria foi diferente, o fluido contaminado com a argila 45 μm , que apresenta uma distribuição granulométrica de partículas mais finas, obteve um aumento maior do que a argila 75 μm . Provavelmente, esta diferença esteja relacionada com o grau de dispersão das partículas no fluido; sólidos mais finos se dispersam mais em emulsões. No caso dos carbonatos, o de distribuição granulométrica mais grossa (2-44 μm), provocou um aumento maior na densidade dos fluidos. Considerando-se que os sólidos (argila e

carbonato) possuem densidade de $2,6 \text{ g/cm}^3$ os valores medidos estão muito próximos dos valores calculados conforme pode ser visto na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Densidade dos fluidos medida e calculada

Fluido	ρ medida. (g/cm^3)	ρ calculada (g/cm^3)
*F1A5	1,25	1,22
*F1A10	1,28	1,24
*F1A15	1,29	1,27
*F2A5	1,21	1,22
*F2A10	1,24	1,24
*F2A15	1,25	1,27
*F1C5	1,25	1,22
*F1C10	1,29	1,24
*F1C15	1,3	1,27
*F2C5	1,22	1,22
*F2C10	1,23	1,24
*F2C15	1,27	1,27

***Considere que os cálculos da densidade do fluido foi realizado considerando a densidade dos sólidos como $2,6 \text{ g/cm}^3$**

Com relação ao tipo de sólido, observa-se, por meio da Tabela 4.4, que o fluido contaminado com carbonato de cálcio apresentou densidades maiores em média para as três concentrações estudadas.

Tabela 4.4 - Variação da densidade dos fluidos para cada tipo e teor de contaminante

Tipo/teor de contam.	$\Delta\rho$ dos fluidos						Média
	5		10		15		
	g/cm^3	(%)	g/cm^3	(%)	g/cm^3	(%)	
Argila 75 μm	0,01	0,83	0,04	3,33	0,05	4,17	2,78
Argila 45 μm	0,05	4,17	0,08	6,67	0,09	7,50	6,11
Carbonato 2-44 μm	0,05	4,17	0,09	7,50	0,10	8,33	6,67
Carbonato 2-74 μm	0,02	1,67	0,03	2,50	0,07	5,83	3,33

A densidade do fluido é uma das principais propriedades monitoradas em campo durante o processo de perfuração. O controle deste parâmetro é extremamente importante, pois conforme a perfuração atinge níveis cada vez mais profundos, a pressão também aumenta, sendo necessário um fluido cada vez mais denso para impedir o colapso do poço. Porém, este fluido não deve aumentar o volume de filtrado nas formações rochosas.

4.4 Estabilidade Elétrica e Resistividade Elétrica

A Figura 4.3 e a Tabela 4.5 mostram o efeito individual de todos os contaminantes, nas proporções de 5%, 10% e 15%, sobre a estabilidade elétrica dos fluidos.

Figura 4.3 - Efeito dos teores de contaminantes sobre a estabilidade elétrica dos fluidos

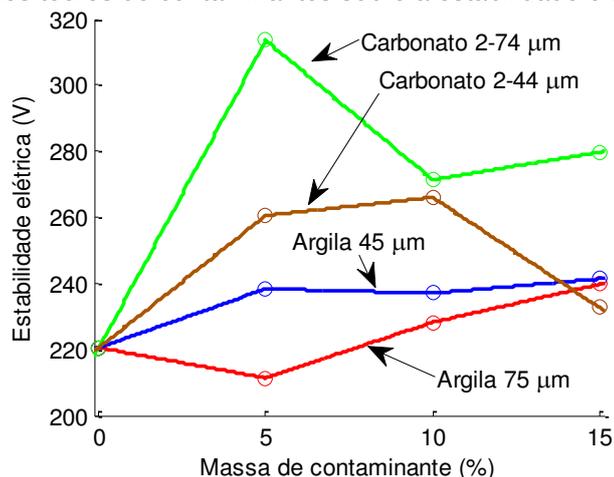


Tabela 4.5 - Variação da estabilidade elétrica dos fluidos com relação a do fluido sem contaminante

Tipo/teor de contam.	ΔEE dos fluidos						Média (%)
	5		10		15		
	(V)	(%)	(V)	(%)	(V)	(%)	
Argila 75 µm	-9,17	-4,16	7,67	3,48	19,17	8,69	2,67
Argila 45 µm	17,83	8,09	16,50	7,48	20,83	9,45	8,34
Carbonato 2-44 µm	40,00	18,14	45,50	20,63	12,17	5,52	14,76
Carbonato 2-74 µm	93,00	42,18	50,83	23,05	59,17	26,83	30,69

Observa-se da Figura 4.3 que a incorporação de carbonato de cálcio nas concentrações analisadas tende a aumentar a estabilidade elétrica (EE) dos fluidos com relação ao fluido sem contaminante. Em média, observa-se uma variação de 15% para o carbonato de cálcio 2-44 µm e 31% para o carbonato de cálcio 2-74 µm com relação ao fluido sem contaminante, conforme pode ser visto na Tabela 4.5. Tal fato pode ser explicado pela afinidade existente entre carbonato de cálcio e óleo. De acordo com Lake (2007), alguns sólidos presentes nas formações rochosas apresentam afinidade pelo óleo como, areia, iodo, partículas de argilite, parafinas cristalizadas, ferro, zinco, sulfato de alumínio, sulfato de ferro e carbonato de cálcio, e por isso agem como

emulsificantes. Já para o contaminante argila, os valores da EE dos fluidos com relação ao fluido sem contaminante aumentaram em média 3% e 8% para a argila 75 μm e argila 45 μm , respectivamente. A diferença de aumento da EE entre os carbonatos e as argilas pode estar relacionada com o grau de adsorção desses materiais com relação as substâncias constituintes do fluido. É relatado na literatura que a argila bentonítica é reativa com relação aos surfactantes e emulsificantes dos fluidos de perfuração sintéticos e por isso adsorve essas substâncias (GROWCOCK et al., 1990; NJOBUEWU & NNA, 2005; NJOBUEWU & WOBO, 2007).

Njobuenwu & Wobo (2007), verificaram que o aumento da adição de argila bentonítica diminui a EE. Entretanto, deve-se observar que as propriedades iniciais do fluido sintético por eles estudado sugerem um fluido de campo diferentemente desta pesquisa que foi realizada com um fluido novo. Além disso, há diferença nas concentrações de argilas adicionadas, bem como no método de medição da EE. Segundo Caenn *et al.* (2011), um aumento de 1°C pode provocar uma diferença de 10% na estabilidade elétrica dos fluidos.

Com relação ao tamanho de partícula, o contaminante carbonato de cálcio com distribuição na faixa de 2-74 μm provocou um aumento maior na variação média de EE dos fluidos quando comparados com o carbonato de cálcio 2-44 μm . Conforme os resultados da análise granulométrica, o carbonato de cálcio 2-74 μm apresenta uma distribuição granulométrica mais fina. Para os fluidos contaminados com as argilas, a que apresenta distribuição de tamanho de partícula mais fina (argila 45 μm) também provocou um maior aumento na variação da EE do fluido com relação ao fluido sem contaminante. Desta forma, o comportamento do fluido com relação ao tamanho de partícula adicionada é igual para os diferentes tipos de contaminantes estudados.

Ao se analisar a estabilidade elétrica, deve-se considerar o limite de escoamento e o volume de filtrado, pois estas medidas estão correlacionadas, ou seja, quando se tem uma quantidade maior de água no volume de filtrado significa que tem água livre no fluido e por isso a estabilidade elétrica é menor. O limite de escoamento indica o grau iônico do fluido, quanto maior este grau mais facilmente o fluido irá conduzir a eletricidade.

Outro fator bastante importante com relação a estabilidade das emulsões diz respeito ao grau de molhamento das partículas sólidas, o qual

pode ser presumido por meio do ângulo de contato. De acordo com o teste de ângulo de contato realizado para a argila e para o carbonato de cálcio (Tabela 4.2), observa-se que a argila e o carbonato de cálcio são molhados tanto pela solução saturada de NaCl (fase dispersa) quanto pela parafina (fase dispersante), pois apresentaram ângulos de contato menores do que 90 graus. Segundo Caenn *et al.* (2011) emulsões estáveis podem ser formadas sem a presença de surfactantes pela adsorção de sólidos finamente divididos, como argilas, CMC, amidos entre outros materiais coloidais nas interfaces óleo/água. Uma película de partículas sólidas é assim, formada em torno das gotículas dispersas, prevenindo desta forma a sua coalescência. Desse modo, para formar emulsões estáveis os sólidos devem ser molhados tanto pela fase dispersa quanto pela fase dispersante.

Além disso, o aumento da estabilidade elétrica pode ser explicado pela presença de agentes de molhamento presentes nos fluidos. De acordo com Caenn *et al.* (2011), agentes para molhamento da barita e dos sólidos perfurados são adicionados em todos os fluidos base óleo. No teste de ângulo de contato observa-se que o fluido molha tanto a argila quanto o carbonato de cálcio.

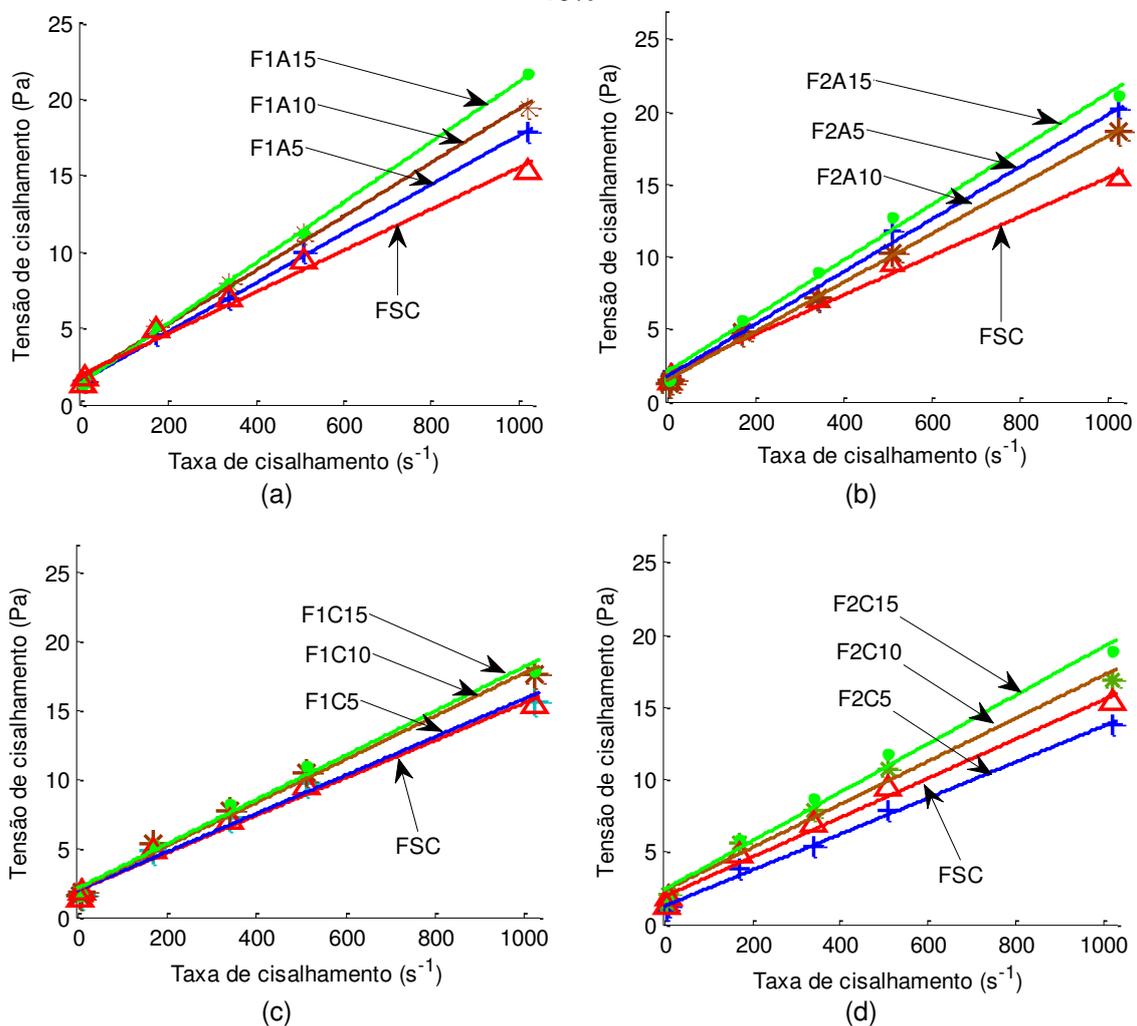
A estabilidade das emulsões depende de algumas variáveis: a concentração do emulsificante, o rolamento a quente, a razão óleo/água, a densidade da lama e variáveis de formulação, diante disso a recomendação é que apenas as tendências na estabilidade elétrica sejam usadas para tomar decisões de tratamento (ALI *et al.*, 1987 *apud* CAENN *et al.*, 2011).

Como a medida da EE não fornece informações sobre o tipo de emulsão, O/A ou A/O, e com a possibilidade de inversão do tipo de emulsão, devido aos contaminantes sólidos adicionados serem molhados por ambas as fases, realizou-se um teste de resistividade elétrica. Nestes testes, obteve-se uma resistência infinita para todos os fluidos, considerando-se o fundo de escala do instrumento usado, que é de 20 MΩ. Concluiu-se, portanto, que não houve inversão de fases, pois o fluido apresenta propriedade elétrica de um isolante. Segundo Schmidt (2008), a parafina é um material isolante com resistividade transversal maior do que 10^6 ($\Omega \times \text{cm}$)^{otr}.

4.5 Comportamento Reológico

Na Figura 4.4 estão apresentadas as curvas de fluxo obtidas com taxa de cisalhamento no intervalo de 0 a 1022 s^{-1} dos fluidos contaminados com argila 45 μm e 75 μm , e carbonato de cálcio 2-44 μm e 2-74 μm em todas as concentrações de sólidos estudadas.

Figura 4.4 - Curvas de fluxo: (a) fluido contaminado com argila 75 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%; (b) fluido contaminado com argila 45 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%; (c) fluido contaminado com carbonato de cálcio 2-44 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%; fluido contaminado com carbonato de cálcio 2-74 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%



As curvas de fluxo da Figura 4.4 indicam o mesmo comportamento reológico para todas as composições com valores dos coeficientes de determinação (Tabela 4.6) próximos da unidade para o Modelo de Bingham. O Anexo A contém algumas informações sobre os modelos de fluxo aplicados

aos fluidos de perfuração. Todos os fluidos contaminados com argila bentonítica e carbonato de cálcio e o fluido sem contaminante apresentaram uma tensão limite de escoamento e para as taxas de cisalhamento estudadas (0 a 1022 s⁻¹).

Tabela 4.6 - Coeficientes de determinação com aplicação do Modelo de Bingham

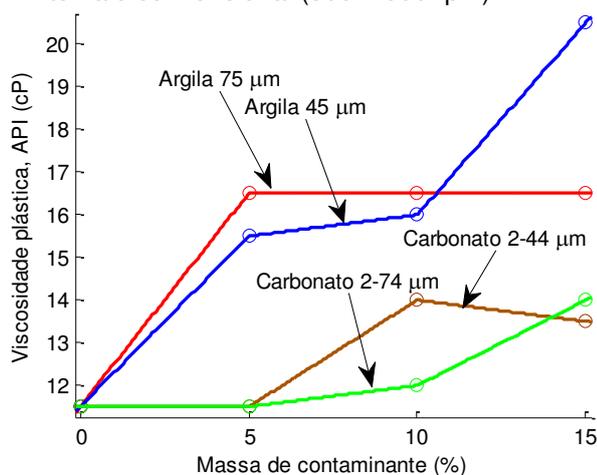
Fluidos	R ²
F1A5	0,993
F1A10	0,998
F1A15	0,994
F2A5	0,999
F2A10	0,997
F2A15	0,999
F1C5	0,988
F1C10	0,993
F1C15	0,989
F2C5	0,996
F2C10	0,983
F2C15	0,988

A partir das curvas de fluxo observa-se que a tensão de cisalhamento aumenta com a concentração dos contaminantes sólidos, independentemente do tipo e tamanho de partícula. Entretanto, os maiores valores de tensão de cisalhamento foram encontrados para as argilas, indicando, portanto, que as forças de interação entre as partículas de argila são maiores do que a forças de interação entre as partículas de carbonato de cálcio. Como esta interação depende tanto da concentração quanto do tamanho de partícula, maiores tensões para as argilas podem ser explicadas porque a argila empregada possui uma distribuição mais fina com relação ao carbonato de cálcio, conforme pode ser observado na análise granulométrica.

4.6 Viscosidade Plástica

A Figura 4.5 mostra o comportamento da viscosidade plástica (VP) dos fluidos no intervalo convencional (300 – 600 rpm) quando da adição dos contaminantes sólidos.

Figura 4.5 - Efeito dos teores de contaminantes sobre a viscosidade plástica dos fluidos no intervalo convencional (300 – 600 rpm)



De modo geral, a viscosidade plástica (VP) dos fluidos tende a aumentar com a adição de contaminantes tanto para as argilas quanto para os carbonatos (Figura 4.5). Entretanto, foram obtidos valores maiores para as argilas, em média 43% e 51% para a argila 75 µm e argila 45 µm, respectivamente (Tabela 4.7). No caso dos carbonatos, este aumento médio foi menor, cerca de 13% para o carbonato de cálcio 2-44 µm e 9% para o carbonato de cálcio 2-74 µm.

Tabela 4.7 - Variação da viscosidade plástica com relação ao fluido sem contaminante

Tipo/teor de contam.	ΔVP dos fluidos						Média (%)
	5		10		15		
	(cP)	(%)	(cP)	(%)	(cP)	(%)	
Argila 75 µm	5	43,48	5	43,48	5	43,48	43,48
Argila 45 µm	4,00	34,78	4,50	39,10	9,00	78,30	50,73
Carbonato 2-44 µm	0,00	0,00	2,50	21,74	2,00	17,39	13,04
Carbonato 2-74 µm	0,00	0,00	0,50	4,35	2,50	21,74	8,70

Com relação ao tamanho de partícula, os contaminantes analisados apresentaram comportamentos distintos, ou seja a argila com partículas menores provocaram em média um aumento maior da VP. Já os fluidos contaminados com carbonato de cálcio apresentaram comportamento inverso.

Segundo Machado (2002), a viscosidade plástica é a resistência ao escoamento provocada pelo atrito entre as partículas dispersas e entre as próprias moléculas do líquido dispersante. O atrito entre as partículas dispersas pode ser causado por: concentração de sólidos, tamanho e forma dos sólidos e

viscosidade da fase fluida. Quanto menor o tamanho da partícula maior é a superfície específica (razão da área por unidade de peso) o que implica em maior atrito. Como o contaminante argila bentonítica possui partículas menores do que $2\ \mu\text{m}$, isso pode explicar o porquê dos valores da VP para as argilas serem maiores do que para o carbonato de cálcio.

Embora a argila bentonítica não seja dispersível em óleo, o fluido sintético possui na sua composição argila organofílica, que segundo Caenn *et al.* (2011) a argila organofílica (dispersível em óleo) é capaz de suspender sólidos sem a necessidade de emulsificantes. Além da argila organofílica o fluido sintético possui na sua composição um modificador reológico, que entre outras funções é utilizado para suspender partículas em fluidos de perfuração.

4.7 Viscosidade Aparente

A Figura 4.6 e a Tabela 4.8 mostram o efeito da adição dos contaminantes sobre a viscosidade aparente (VA) dos fluidos à taxa de cisalhamento de 600 rpm ($1022\ \text{s}^{-1}$).

Figura 4.6 – Efeito dos contaminantes sobre a viscosidade aparente dos fluidos

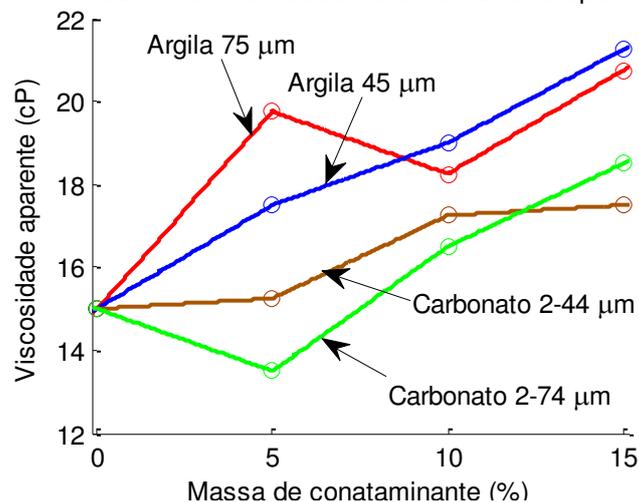


Tabela 4.8 - Variação da viscosidade aparente com relação ao fluido sem contaminante

Tipo/teor de contam.	ΔVA dos fluidos						Média
	5		10		15		
	(cP)	(%)	(cP)	(%)	(cP)	(%)	
Argila 75 μm	4,75	31,67	3,25	21,67	5,75	38,33	30,56
Argila 45 μm	2,50	16,67	4,00	26,67	6,25	41,67	28,33
Carbonato 2-44 μm	0,25	1,67	2,25	15,00	2,50	16,80	11,16
Carbonato 2-74 μm	-1,50	-10,00	1,50	10,00	3,50	23,33	7,78

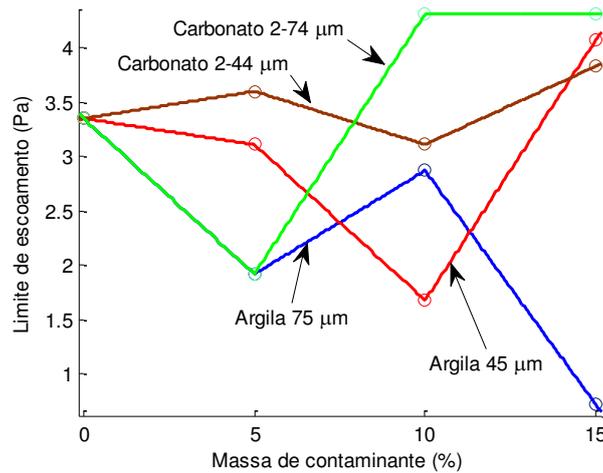
Os efeitos da contaminação dos fluidos pelos sólidos sobre a viscosidade aparente são análogos ao da VP, na qual a variação média com relação ao fluido sem contaminantes foi maior para as argilas e menor para os carbonatos de cálcio (Tabela 4.8).

Quanto ao tamanho de partícula, a argila 75 μm apresentou uma variação média maior do que a argila 45 μm e o carbonato de cálcio 2-44 μm . Os valores de VA apresentaram uma variação média maior do que para o carbonato de cálcio 2-74 μm . Da Figura 4.6 observa-se que em termos de teores a VA tende a aumentar tanto os fluidos contaminados com argilas quanto para os contaminados com carbonatos.

De acordo com Machado (2002), a viscosidade aparente é definida pela equação A.4 (Anexo A) para o Modelo de Bingham. Nesta equação, observa-se que a viscosidade aparente não é constante e depende principalmente da taxa de cisalhamento; a altas taxas de cisalhamento a VA tende a ser igual a VP. Como a viscosidade aparente é a viscosidade que o fluido teria se fosse newtoniano, entende-se com isso que a viscosidade depende apenas do volume de sólidos e não mais da interação entre eles (CAENN *et al.*, 2011).

4.8 Limite de Escoamento

A Figura 4.7 e Tabela 4.9 mostram o efeito dos contaminantes sólidos sobre o limite de escoamento (LE) dos fluidos no intervalo de 300 a 600 rpm.

Figura 4.7 - Efeito dos teores dos contaminantes sobre o limite de escoamento dos fluidos**Tabela 4.9** - Variação do limite de escoamento com relação ao fluido sem contaminante

Tipo/concentração	Δ LE dos fluidos						Média
	5		10		15		
	(Pa)	(%)	(Pa)	(%)	(Pa)	(%)	(%)
Argila 75 μm	-0,24	-7,16	-1,67	-49,85	0,72	21,49	-11,84
Argila 45 μm	-1,43	-42,69	-0,48	-14,42	-2,63	-78,51	-45,21
Carbonato 2-44 μm	0,25	7,46	-0,24	-7,16	0,48	14,33	4,88
Carbonato 2-74 μm	-1,43	-42,69	0,96	28,74	0,96	28,74	4,93

O limite de escoamento em fluidos binghamianos indica o grau do potencial iônico, ou seja, quando o limite de escoamento aumenta o potencial iônico também aumenta (MACHADO, 2002). A partir da Figura 4.7 observa-se, de maneira geral, que o comportamento do LE não segue um padrão quando comparado com os diferentes tipos, tamanhos e concentrações dos contaminantes. Entretanto, é perceptível que a adição de contaminantes tem efeito sobre o LE, conforme pode ser visto na Tabela 4.9. Em média, a variação do LE dos fluidos com relação ao fluido sem contaminante diminui para as argilas e aumenta para os carbonatos. Com relação aos teores, observa-se que para a adição de 15% de argila 75 μm a variação do LE é de 21% quando comparado com o fluido sem contaminante, enquanto que para a argila 45 μm, o LE diminui 78%, evidenciando também que o tamanho da partícula exerce influência significativa sobre o LE.

O comportamento do LE está coerente com o da EE, uma vez que a EE aumenta quando o LE diminui. Esta diferença de variação do LE entre as argilas e os carbonatos possivelmente está relacionada com as distâncias entre

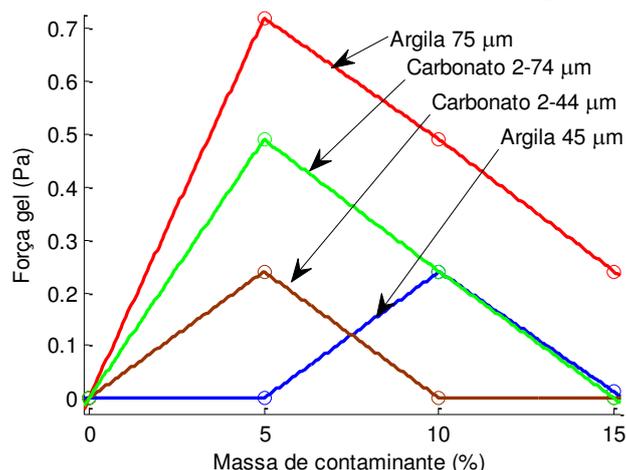
as partículas iônicas no fluido. Possivelmente, para as argilas estas distâncias são maiores com relação as distâncias entre as partículas de carbonato.

Em campo, o LE é utilizado para avaliação do desempenho dos fluidos de perfuração, indicando o tipo de tratamento de manutenção. O LE é sensível ao ambiente eletroquímico e, portanto, indica a necessidade de um tratamento químico (CAENN *et al.*, 2011).

4.9 Força Gel

A Figura 4.8 mostra os efeitos dos contaminantes e de seus diferentes teores sobre a força gel (FG) dos fluidos.

Figura 4.8 - Efeito dos contaminantes sobre a força gel dos fluidos



Como a força gel do fluido sem contaminante foi zero significa que sob condições estáticas não existe força de atração entre as partículas constituintes do fluido. Entretanto, observa-se pelo gráfico da Figura 4.8 que a medida que os sólidos são adicionados ao fluido a força gel se modifica, apresentando uma tendência de aumentar até o teor de 5% e diminuir a partir de 10%, com exceção da argila 45 µm.

O aumento da FG está relacionado com o aumento da interação entre as partículas suspensas no fluido, provocada pela adição dos contaminantes. A força gel é uma função da quantidade e tipo dos sólidos em suspensão, do tempo, da temperatura e do tratamento químico, ou seja, depende dos fatores que propiciam ou impedem o encadeamento de partículas que aumenta ou

diminui a tendência de formar uma estrutura mais rígida quando o fluido está em repouso (GRUPO OILFIELD PRODUCTS DRESSER INDUSTRIES, INC, 1977). Neste sentido, observa-se que teores acima de 10% de sólidos adicionados aos fluidos, as partículas tendem a não se alinhar.

4.10 Volume de Filtrado HPHT

A Figura 4.8 e a Tabela 4.10 mostram o efeito dos contaminantes sobre o volume de filtrado HPHT (VF) para a argila 45 μm , argila 75 μm , carbonato de cálcio 2-44 μm e carbonato de cálcio 2-74 μm nas concentrações de 5%, 10% e 15%.

Figura 4.9 - Efeito dos contaminantes sobre o volume de filtrado dos fluidos

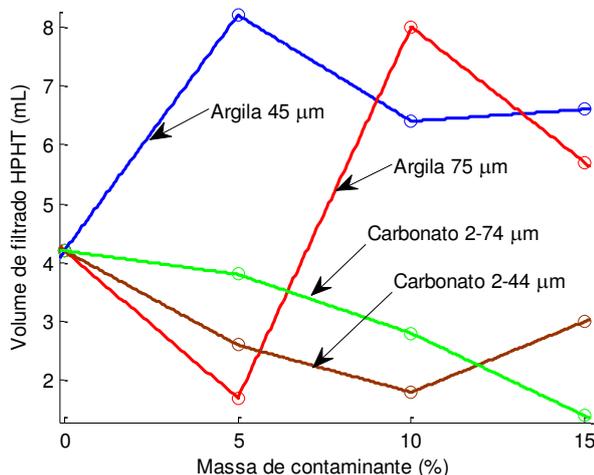


Tabela 4.10 - Variação do volume de filtrado dos fluidos com relação ao fluido sem contaminante

Tipo/teor de contam.	ΔVF dos fluidos						Média
	5		10		15		
	(mL)	(%)	(mL)	(%)	(mL)	(%)	(%)
Argila 45 μm	4,00	95,24	2,20	52,38	2,40	57,14	68,25
Argila 75 μm	-2,50	-59,52	3,80	90,48	1,50	35,71	22,22
Carbonato 2-44 μm	-1,60	-38,10	-2,4	-57,14	-1,20	-28,57	-41,27
Carbonato 2-74 μm	-0,40	-9,52	-1,40	-33,33	-2,80	-66,67	-36,51

Da Figura 4.9 percebe-se, de maneira geral, que o VF das argilas tende a aumentar com relação ao fluido sem contaminante e tende a diminuir para os carbonatos. Na Tabela 4.10 estão apresentadas as variações médias do VF com relação ao fluido sem contaminante em cada teor e um valor médio da variação total para as concentrações nas quais se observa que com a adição

de 5% de argila 75 μm , o VF diminui aproximadamente 60% e para a argila 45 μm , o VF aumenta 95%, mostrando assim uma diferença significativa entre o tamanho de partícula no teor de 5%. Nos teores de 10% e 15% os resultados também apresentam diferenças quanto ao tamanho de partícula, porém muito menos significativas, pois nestes teores o VF do fluido contaminado aumentou com relação aos fluidos sem contaminante. Já para os carbonatos, a diferença média do VF com relação ao tamanho de partícula não é tão significativa.

Esta diferença de VF entre os tipos de contaminantes se deve ao fato de que o carbonato de cálcio é um material selante, ou seja, age como obturante de poros devido ao formato das suas partículas. Moreira *et al.* (2012) analisaram o grau de esfericidade de duas amostras de carbonato de cálcio e encontraram um grau de 0,6 para as duas amostras. Por outro lado, a argila bentonítica possui uma estrutura quase que inteiramente lamelar finamente dividida de montmorilonita.

4.11 Influencia Global da Incorporação de Sólidos Sobre as Propriedades dos Fluidos

A Tabela 4.11 e Tabela 4.12 apresentam o somatório médio em módulo da variação de cada propriedade com relação ao fluido sem contaminante, e o somatório para cada teor de contaminante, respectivamente, representando, desta forma, a influência global em termos de tipo, teor e tamanho de partícula dos contaminantes sobre as propriedades dos fluidos.

Tabela 4.11 - Variação média das propriedades nos teores (5%, 10% e 15%) de contaminantes com relação ao fluido sem contaminante

Propriedades	ΔP_m - Variação média das propriedades com relação ao fluido sem contaminante (%)			
	Argila 45 μm	Argila 75 μm	Carbonato de cálcio 2-44 μm	Carbonato de cálcio 2-74 μm
ρ	6,11	2,78	6,67	3,33
EE	8,34	2,67	14,76	30,69
VP	50,73	43,48	13,04	8,7
VA	28,33	30,56	11,16	7,78
LE	-45,21	-11,84	4,88	4,93
VF	68,25	22,22	-41,27	-36,51
$\Sigma \Delta_m$ (em módulo)	206,97	113,55	91,78	91,94

De acordo com os dados da Tabela 4.11, observa-se que o contaminante argila bentonítica obteve um maior valor do somatório das variações de todas as propriedades com relação ao fluido sem contaminante, ou seja, apresenta maior influência sobre as propriedades dos fluidos quando comparado ao contaminante carbonato de cálcio. Em termos de tamanho de partícula, observa-se que a argila bentonítica 45 μm obteve maior influência global do que a argila bentonítica 75 μm . Entre os carbonatos de cálcio não houve diferença significativa na influência global sobre as propriedades dos fluidos.

Possivelmente, a argila bentonítica apresenta maior influência sobre as propriedades dos fluidos por apresentar uma distribuição granulométrica de partículas mais finas quando comparado com a distribuição granulométrica do carbonato de cálcio.

Tabela 4.12 - Variação das propriedades com relação ao fluido sem contaminante para cada teor de contaminante adicionado

Propriedades	ΔP - Variação das propriedades com relação ao fluido sem contaminante (%)											
	F1A5	F1A10	F1A15	F2A5	F2A10	F2A15	F1C5	F1C10	F1C15	F2C5	F2C10	F2C15
ρ	4,14	6,67	7,50	0,83	3,33	4,17	4,17	7,50	8,33	1,67	2,50	5,83
EE	8,09	7,48	9,45	-4,16	3,48	8,69	18,14	20,63	5,52	42,18	23,05	26,83
VP	34,78	39,10	78,30	43,48	43,48	43,48	0,00	2,17	17,39	0,00	4,35	21,74
VA	16,67	26,67	41,67	31,67	21,67	38,33	1,67	15,00	16,80	-10,00	10,00	23,33
LE	-42,69	-14,42	-78,51	-7,16	-49,85	21,49	7,46	-7,16	14,33	-42,69	28,74	28,74
VF	95,24	52,38	57,14	-59,52	90,48	35,71	-38,10	-57,14	-28,57	-9,52	-33,33	-66,67
$\Sigma\Delta P$ (em módulo)	201,61	146,72	272,57	146,82	212,29	151,87	69,54	109,60	90,94	106,06	101,97	173,14

Da Tabela 4.12, vê-se que o teor de 15% da argila 45 μm provocou um maior efeito global sobre as propriedades dos fluidos quando comparado com o fluido sem contaminante, entretanto, para argila 75 μm o somatório do teor 10% é maior. Para o contaminante carbonato de cálcio 2-44 μm o teor de 10% influencia mais sobre o efeito global. E para o carbonato de cálcio 2-74 μm foi constatado que o teor de 15% provocou maior influência global.

Ao comparar esses resultados com a análise granulométrica, observa-se que quando se tem partículas mais finas o teor de 15% provoca maior efeito global sobre as propriedades dos fluidos e quando se tem partículas maiores o teor de 10% provoca um efeito global mais significativo sobre as propriedades. Isto pode estar relacionado com a porcentagem de partículas ativas presentes em cada tipo de contaminante.

Capítulo 5

5. CONCLUSÕES

Neste estudo foram avaliados os efeitos da incorporação dos sólidos argila bentonítica e carbonato de cálcio sobre as propriedades de fluidos de perfuração sintéticos n-parafina, sendo possível as seguintes conclusões:

- Da análise granulométrica, a argila bentonítica 45 μm apresentou distribuição mais fina com relação à argila bentonítica 75 μm e aos carbonatos de cálcio 2-44 μm e 2-74 μm . Entre os carbonatos, a amostra 2-74 μm apresentou maior percentual de partículas mais finas;
- Do teste de ângulo de contato, os sólidos estudados (argila bentonítica e carbonato de cálcio) são molháveis tanto pela fase dispersa quanto pela fase dispersante do fluido sintético n-parafina;
- Os contaminantes adicionados aos fluidos, independente da granulometria (argila bentonítica 45 μm e 75 μm , carbonato de cálcio 2-44 μm e carbonato de cálcio 2-74 μm), aumentaram a densidade dos mesmos;
- A estabilidade elétrica dos fluidos foi influenciada pela adição dos contaminantes, apresentando um aumento na variação média com relação ao fluido sem contaminante, sendo que os fluidos contaminados com argila obtiveram variações médias menores do que a dos carbonatos.;
- O fluido sem contaminante e os fluidos contaminados apresentaram características de fluidos binghamianos;
- A viscosidade plástica e a viscosidade aparente dos fluidos contaminados com argila bentonítica atingiram maiores valores do que os dos fluidos contaminados com carbonato de cálcio;
- O limite de escoamento diminuiu com a incorporação de argila e aumentou com a incorporação dos carbonatos de cálcio;

- A força gel aumentou até o teor de 5% e diminuiu a partir de 10% tanto para os fluidos contaminados com as argilas quanto para os contaminados com os carbonatos;
- A contaminação dos fluidos com as argilas conduziu a maiores perdas por filtração, enquanto que comportamento inverso foi evidenciado para os fluidos contaminados com os carbonatos de cálcio;
- De maneira global, o efeito da incorporação de sólidos sobre todas as propriedades estudadas (densidade, estabilidade elétrica, viscosidade plástica, viscosidade aparente, limite de escoamento, volume de filtrado e força gel) foi maior para a argila bentonítica 45 μm com teor de 15%.

A partir dessas conclusões, fica evidenciado que o tipo de sólido contaminante exerce diferente influência sobre as propriedades dos fluidos, sendo a argila bentonítica responsável por maiores efeitos sobre as propriedades reológicas e volume de filtrado e o carbonato de cálcio sobre a densidade e a estabilidade elétrica. Mas, de maneira global a argila bentonítica exerce maior influência. Quanto ao tamanho de partícula maior influência é observada quando da contaminação dos fluidos com partículas mais finas demonstrando, portanto, que as partículas mais finas não são inertes. Com relação aos teores dos contaminantes foi observado que o volume de filtrado é a propriedade que sofre maiores efeitos. Porém, o aumento ou a diminuição de uma ou outra propriedade não ocorre de maneira linear com relação ao aumento do teor de contaminante.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

- Estudar o efeito da incorporação do carbonato de cálcio sobre as propriedades de fluidos sintéticos de campo.
- Estudar o efeito da incorporação de argila bentonítica e carbonato de cálcio em conjunto sobre as propriedades dos fluidos de perfuração sintético.
- Avaliar o grau de adsorção do carbonato de cálcio e argila bentonítica com relação aos constituintes dos fluidos de perfuração sintético.

- Avaliar o tempo de sedimentação dos sólidos incorporados aos fluidos de perfuração sintético.
- Estudar o efeito das propriedades dos fluidos sintéticos incorporados com argila bentonítica e carbonato de cálcio em conjunto na taxa de penetração da broca.

REFERÊNCIAS

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, n.1, p. 75-85, 2005.

AMORIM, L.V., **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos), Centro de Ciência e Tecnologia. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande.

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

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

BAKHTYAR, S.; GAGNON, M. M. Toxicity assessment of individual ingredients of synthetic-based drilling muds (SBMs). **Environ Monit Assess**, n. 284, 2012, p. 5311-5325.

BESSLER, K. E. e RODRIGUES, L. C. Os Polimorfos de Carbonato de Cálcio – Uma Síntese Fácil de Aragonita. **Quim. Nova**, v. 31, n. 1, p. 178-180, 2008.

BINKS, B.P.; ROCHER A. J. Effects of temperature on water-in-oil emulsions stabilised solely by wax microparticles”. **Colloid Interface Sci.** 335, 2009, pp. 94-104

BOEK, E. S., HALL, C., TARDY, P. M. J. Deep bed filtration modelling of formation damage due to particulate invasion from drilling fluids. **Transp Porous Med.** v., 91, p. 479-508, 2012.

CAENN, R.; DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 6 ed. Waltham, Ma –USA: Gulf Professional Publishing, 2011.

CARASTAN, D. J. **Obtenção e Caracterização Reológica de Nanocompósitos de Polímeros Estirênicos**. 2007. Tese. Departamento de Engenharia Metalúrgica e de Materiais, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

CHIPINDU, N. S. C. **Pós-análise em problemas de perfuração de poços marítimos de desenvolvimento**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

DARLEY, H.C.H. & GRAY, G.R., **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 6 ed. Houston: Gulf Publishing Company, 1988.

EHRENBERG S. N.; NADEAU, P. H. Sandstone vs. carbonate petroleum reservoirs: A global perspective on porosity-depth and porosity-permeability relationships. **AAPG Bulletin**, v. 89, n. 4, 2005, p. 435–445.

GAMAL, M. E.; MOHAMEDA, A. O.; ZEKRI, A. Y. Effect of asphaltene, carbonate, and clay mineral contents on water cut determination in water–oil emulsions. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 46, 2005, p. 209– 224.

GONZÁLEZ, J.M.; QUINTERO, F.; ARELLANO, J.E.; MÁRQUEZ, R.L.; SÁNCHEZ C.; PERNÍ, D. Effects of interactions between solids and surfactants on the tribological properties of water-based drilling fluids. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**. n. 391, 2011, p. 216 – 223.

GROWCOCK, F.B.; ELLIS, C.F.; SCHMIDT, D.D.; AZAR, J.J. **Electrical stability and oil-wetness of oil-based muds**. In: SPE Annual Tech. Conf. and Exhibition. New Orleans, 1990, p. 335–348.

GRUPO OILFIELD PRODUCTS DRESSER INDUSTRIES, INC., **Manual de engenharia de fluidos de perfuração**. Trad.: Tecnimar LTDA, 1977.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS OGP –. **Environmental aspects of the use and disposal of non-aqueous drilling fluids associated with offshore oil and gas operations**. 2003, report 342.

KIM, S.T., BOUDH-HIR, M.E., MANSOORI, G.A. **The role of asphaltene in wettability reversal**. In: SPE Annual Report 1990, SPE, 1990, p. 799– 809.

KLEIN, C.; DUTROW, B. **Manual de Ciência dos Minerais**. Tradução de Rualdo Menegat. 23 ed. Porto Alegre: Bookman, 2012.

LAKE, L. W. **Petroleum Engineering Handbook: Facilities and Construction Engineering**, v. III. Society of Petroleum Engineers, 2007.

Li, M., Xu, M., Ma, Y., Wu, Z., Christy, A.A. The effect of molecular parameters on the stability of water-in-crude oil emulsions studied by IR and UV spectroscopy. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 197, 2002, p. 193– 201.

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

MACHADO, J. C.V. Reologia e escoamento de fluidos: ênfase na indústria do petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2002.

MAIRS, H., SMITH, J, MELTON, R., PASMORE, F.4, MARUCA, S.5. **Efeitos ambientais dos cascalhos associados a fluidos não aquosos: Fundamentos Técnicos**, 2000.

MARTINS, L. F. *et al.* **Determinação de parâmetros de filtração e invasão de fluidos de perfuração**. In: ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS – ENAHPE. 4, 2011, Foz do Iguaçu. Anais... Foz do Iguaçu: ENAHPE, 2011.

MOREIRA, A.; AROUCA, B. O.; DAMASCENO, F. R.; JORGE, J. Avaliação da permeabilidade de meios porosos constituídos por carbonato de cálcio utilizado como agente obturante em processos de perfuração de poços de petróleo. **Exacta**, v. 10, n. 3.3988 2012. Acesso em: 20/02/2014. Disponível em: <<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=81024949004>>.

MOREIRA, B. A.; Arouca, F. de O.; DAMASCENO, RIBEIRO, J. J. Avaliação da permeabilidade de meios porosos constituídos por carbonato de cálcio utilizado

como agente obturante em processos de perfuração de poços de petróleo. **Exacta**, São Paulo, v. 10, n. 3, p. 341-348, 2012.

NEFF, J. M.; McKELVIE, S.; AYERS Jr., R. C. **Environmental impacts of synthetic based drilling fluids**. New Orleans, LA-USA: U.S. Dept of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Office, 2000.

NGUYEN, T.; MISKA, S.; YU, M.; TAKACH, N.; AHMED, R.; SAASEN, A.; OMLAND, T. H., MAXEY, J. Experimental study of dynamic barite sag in oil-based drilling fluids using a modified rotational viscometer and a flow loop. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, n. 78, 2011, p. 160-165.

NJOBUNWU D. O. & WOBO, C. A. Effect of drilled solids on drilling rate and performance. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v.55, 271–276, 2007.

NJOBUNWU, D.O.; NNA, E. The effect of critical wetting agent concentration on drilling fluids performance. **Journal of Science and Technology Research** v. 4, n. 1, 2005, p. 65–71.

OLPHEN, V. H. **An introduction to clay colloid chemistry**. Krieger Publishing Company, 2 ed. Malabar, Flórida, 1991.

PAIVA, L. B.; MORALES, A. R.; DÍAZ, F. R. V. Na overview on organophilic clays: properties, routes of preparation and applications. **Applied Clay Science**, 2007.

PEREIRA, E. **Fluidos de perfuração, o uso de inibidores de argilas como solução de problemas em sondagens**. In: IV Simpósio de Hidrogeologia do Nordeste. Anais... Recife, PE, 2001.

PEREIRA, M. S. **Caracterização de Cascalho e Lama de Perfuração ao Longo do Processo de Controle de Sólidos em Sondas de Petróleo e Gás**. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, MG, 2010.

POZEBON, D.; SANTOS, J. H. Z.; PERALBA, M. C. R., MAIA, S. M.; BARRIONUEVO, S.; PIZZOLATO, T.M. Metals, arsenic and hydrocarbons monitoring in marine sediment during drilling activities using NAFs. **Deep- Sea Research II**, 56, 22–31, 2009.

QUEIROZ NETO J. C.; BISCAIA JR, E. C.; PETRI, D. F. S. Estudo sobre a adsorção do fluido de perfuração salgado contendo polímeros sobre SiO₂. **Quim. Nova**, v. 30, n. 4, 2007, p. 909-915.

QUEIROZ NETO, J. C. **Redução na pressão de rompimento da torta de filtração através de melhorias na composição do fluido de perfuração à base de polímeros**. Tese. Programa de pós-graduação de engenharia da universidade Federal do rio de janeiro. Rio de Janeiro, 2006.

ROCHA, L. A. S. e AZEVEDO, C. T., **Projetos de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento**. Rio de Janeiro: Interciência, 2009.

SALAGER, J. L., BRICEÑO, M. A., BRANCHO, C. L. **Heavy Hydrocarbon Emulsions Making use of the State Of-Art in Formulation Engineering**, Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology, Cap. 20 p. 455-495, 2001.

SANTOS, S. P. **Ciência e Tecnologia de Argilas**. vol. 2. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1992.

SCHRAMM, L. L. **Emulsions, Foams, and Suspensions - Fundamentals and Applications**, Wiley, 2005.

SCHRAMM, L. L. **Emulsions, Fundamentals and applications in the petroleum industry**. Advances in Chemistry Series: 231, 1992.

SHAH, S. N.; SHANKER, N. H.; OGUGBUE, C. C. **Future Challenges of Drilling Fluids and Their Rheological Measurements**. In: AADE Fluids Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, 2010, p. 6-7.

SILVA NETO, M. A. **Contribuição técnica de um sistema de emulsão inversa a base de óleo vegetais para fluidos de perfuração**. 2002.

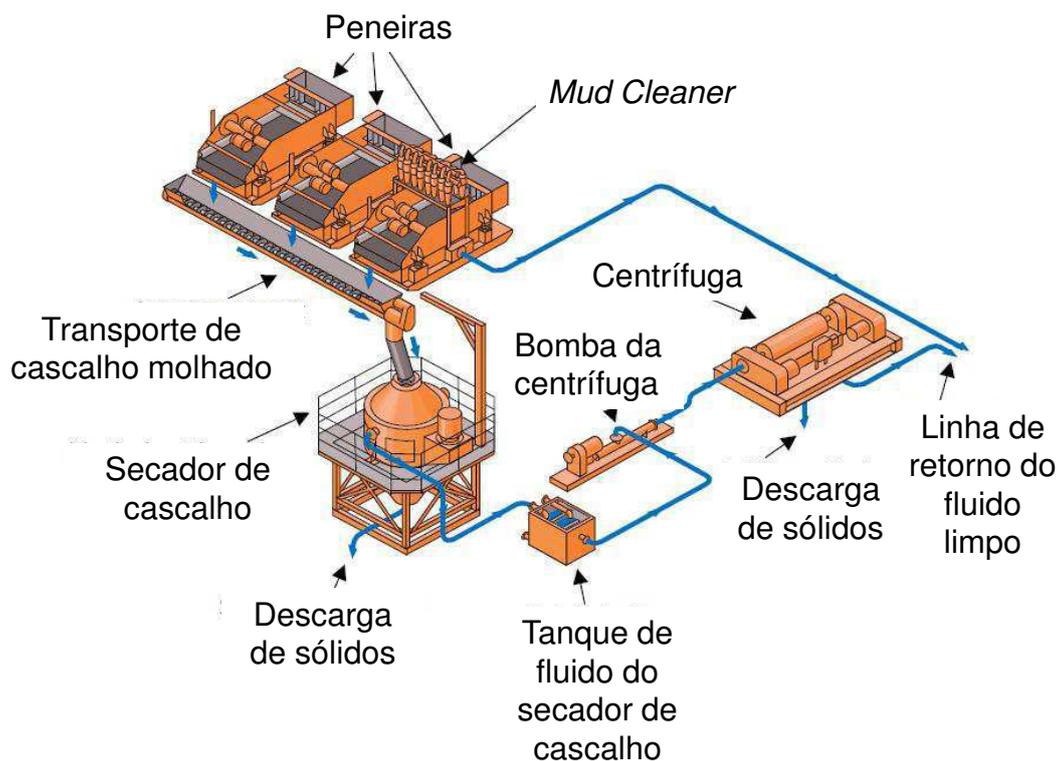
Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

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

ANEXO A -Sistema de Separação Sólido-Fluido em Sondas de Perfuração

Vários são os tipos de equipamentos empregados pela indústria petrolífera para a separação sólidos-líquidos. Estes equipamentos são projetados para separar uma determinada faixa de tamanho de sólido que vai desde cascalho a colóide. Para tanto, utilizam-se as técnicas de peneiramento, decantação e centrifugação. Os principais objetivos do sistema de controle de sólidos é reduzir ao máximo a perda de fluidos e minimizar a perda de constituintes sólidos dos fluidos, como por exemplo, barita e argila bentonítica. Além disso, a separação de sólidos dos fluidos eficiente contribui para a adequação do descarte de cascalho às normas ambientais.

A Figura A1 apresenta um esquema moderno de controle de sólidos utilizados pelas indústrias de petróleo no tratamento de fluidos não aquosos. Neste esquema, um conjunto de peneiras vibratórias e o *Mud Cleaner* formam o primeiro estágio do controle de sólidos. O *Mud Cleaner* é um conjunto formado por uma peneira vibratória de alto desempenho (tela fina – abertura entre 200 a 400 *mesh*) instalada abaixo de hidrocilones. O *Mud Cleaner* foi desenvolvido para remover partículas finas dos fluidos adensados de modo a reduzir a perda de barita e fluido, recuperando aditivos e líquidos para o sistema ativo de circulação (PEREIRA, 2010). O segundo estágio é formado por um equipamento chamado de secador de cascalho, e por uma centrífuga decantadora. O secador de cascalho é basicamente uma centrífuga vertical filtrante que remove o fluido de perfuração que fica impregnado nos cascalhos que saem do primeiro estágio, a medida que fluido vai sendo recuperado é levado para um tanque onde em seguida é bombeado para a centrífuga decantadora. Os fluidos que saem do *Mud Cleaner* e da centrífuga decantadora seguem pela linha de retorno para os tanques do sistema ativo de circulação. E os sólidos provenientes do secador de cascalho e da centrífuga decantadora seguem para o descarte.

Figura A1 - Sistema de controle de sólidos

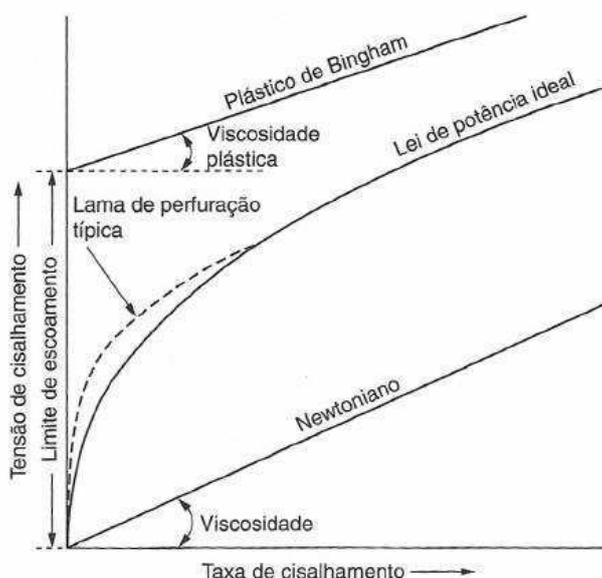
Fonte: Adaptado de INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS (2003).

ANEXO B - Modelos de Fluxo Aplicados aos Fluidos de Perfuração

As propriedades reológicas dos fluidos de perfuração estão relacionadas com as características de fluxo do fluido. Na literatura, os fluidos de perfuração são estudados com base no fluxo laminar e as equações de fluxo laminar que relacionam o comportamento de fluxo com as características de fluxo do fluido baseiam-se em três modelos: Newtonianos, o plástico de Bingham e o Psdeuplástico.

Segundo Caenn *et al.* (2011) grande parte dos fluidos de perfuração não se encaixa de forma exata a nenhum desses modelos, mas no que tange a ordem prática, a previsão do comportamento dos fluidos de perfuração pode ser determinada com precisão suficiente. Esses modelos de fluxo geralmente são visualizados por meio de gráficos de pressão de fluxo *versus* taxa de fluxo ou da tensão de cisalhamento *versus* taxa de cisalhamento (Figura B.1).

Figura B.1 – Curvas de consistência para modelos de fluxo comuns



Fonte: CAENN *et al.* (2011)

Em fluidos, nos quais as partículas não são maiores do que uma molécula, como por exemplo, água, soluções salinas e óleos, as curvas do modelo são linhas retas e passam pela origem. Esses fluidos são chamados de newtonianos, pois seguem as leis estabelecidas por Newton. Nesse caso, a viscosidade é determinada pela inclinação da reta (CAENN *et al.*, 2011).

Fluidos de perfuração normalmente possuem partículas maiores do que moléculas em quantidades significativas e por isso não obedecem às leis de Newton, sendo então classificados como fluidos não newtonianos. A relação entre a taxa de cisalhamento e tensão de cisalhamento depende da composição do fluido. Lamas de argila com alto teor de sólidos podem ser classificados como plásticos de Bingham. Fluidos de perfuração poliméricos com ou em nenhum sólido particulado comportam-se em altas taxas de cisalhamento como se tivessem um limite de escoamento, porém a curva de fluxo passa pela origem. Estes são classificados como pseudoplásticos e seguem a lei da potência (CAENN *et al.*, 2011).

Modelo Newtoniano

O modelo newtoniano é aplicado aos fluidos nos quais a viscosidade só é influenciada pela temperatura e pressão. Em regime de escoamento linear a

tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento são proporcionais, sendo, portanto, a viscosidade constante, pois a razão entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento é constante.

O modelo newtoniano é definido matematicamente pela equação:

$$\tau = \mu\gamma \quad (\text{A.1})$$

onde,

τ = tensão de cisalhamento;

μ = viscosidade dinâmica absoluta;

γ = taxa de cisalhamento.

Modelo de Bingham

O modelo recebe esse nome porque foi Bingham em 1922 quem primeiro reconheceu fluidos com esse tipo de comportamento (CAENN *et al*, 2011). Os fluidos plásticos de Bingham possuem uma tensão limite para iniciar um fluxo. Teoricamente quando estes fluidos são submetidos a uma tensão menor do que a tensão limite, comportam-se como sólidos e, só escoariam na forma de fluxo tampão. A equação matemática que define o modelo de Bingham é expressa por:

$$\begin{aligned} \tau &= \mu_p\gamma + \tau_L \text{ para } \tau > \tau_L \\ \gamma &= 0 \text{ para } \tau \leq \tau_L \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

onde,

μ_p = viscosidade plástica,

τ_L = tensão limite de escoamento.

Em fluidos não newtonianos a viscosidade aparente é definida por:

$$\mu_a = \frac{\tau}{\gamma} \quad (\text{A.3})$$

onde,

μ_a = viscosidade aparente, ou seja, a viscosidade que o fluido teria de fosse newtoniano.

Esta viscosidade só é válida para uma determinada taxa de cisalhamento, e por isso sempre que for citada deve vir acompanhada da taxa de cisalhamento. No modelo de Bingham a viscosidade aparente não é constante, é função da taxa de cisalhamento, conforme a equação:

$$\mu_a = \mu_p + \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (\text{A.4})$$

Modelo pseudoplástico ou modelo de Ostwald de Waale

Neste modelo os parâmetros reológicos são o índice de consistência, K, e o índice de comportamento ou de fluxo, n. K tem dimensão física igual a $F.T^n.L^{-2}$, sendo suas unidades mais usuais o $\text{dina.s}^n/\text{ft}^2$ (sistema c.g.s), Pa.s^n (SI) e $\text{lbf.s}^n/\text{ft}^2$ (sistema inglês prático). O parâmetro n é adimensional, e pode assumir valores maiores do que um ou menores do que um. Quando n é menor do que um os fluidos são denominados de dilatantes e quando maiores do que um são classificados como pseudoplásticos e no caso em que n é igual a um o fluido se comporta como fluido newtoniano. A equação matemática que representa este modelo é expressa por:

$$\tau = K(\dot{\gamma})^n \quad (\text{A.5})$$