



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE – UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO - CCEP

GUTEMBERGUE FERNANDES DE MEDEIROS

**Estudo de fluidos de perfuração aquosos: proposta de uma metodologia para
caracterização**

**NATAL/RN
DEZEMBRO – 2015**

GUTEMBERGUE FERNANDES DE MEDEIROS

**Estudo de fluidos de perfuração aquosos: proposta de uma metodologia para
caracterização**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Vanessa Cristina Santanna

**NATAL/RN
DEZEMBRO – 2015**

GUTEMBERGUE FERNANDES DE MEDEIROS

**Estudo de fluidos de perfuração aquosos: proposta de uma metodologia para
caracterização**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi avaliado e considerado adequado como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal, 14 de Dezembro de 2015.

Prof^a. Dr^a. Vanessa Cristina Santanna
Orientadora - DPET/UFRN

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Duarte
Membro Examinador – DPET/UFRN

Eng^o Rhaul Phillypi da Silva
Membro Examinador

AGRADECIMENTOS

A Deus, grande fortalecedor nos momentos de dúvida e angústia;

Aos meus Pais pelo Dom da vida;

A minha noiva Tatiana, pelo amor e carinho, que em todos os momentos sempre me incentivando a lutar pelos meus objetivos;

Aos professores / mestres que me ajudaram nessa caminhada.

RESUMO

Os fluidos de perfuração de poços de petróleo injetados nas sondas rotativas são de uma maneira geral líquidos multifásicos, contendo água, material orgânico, sais dissolvidos e sólidos em suspensão, nas diversas proporções e que atuam no auxílio à penetração da broca via a lubrificidade, na suspensão dos cascalhos gerados durante a perfuração, na formação do reboco controlando a perda de filtrado e na inibição de folhelhos reativos à hidratação. Os fluidos de perfuração são classificados de acordo com a base usada em sua formulação, água, sintética, óleo ou gás. Em qualquer projeto de perfuração a seleção do tipo de fluido de perfuração representa importantes papéis técnicos e econômicos. Problemas causados pela seleção imprópria do peso ou a composição do fluido podem incluir, a instabilidade das paredes do poço perfurado, a perda de fluido para a formação, *kicks* e *blowouts*, aumentos de torque e fadiga, ou em parte do poço ou até mesmo o poço inteiro pode ser perdido. A otimização de todas as propriedades necessárias do fluido de perfuração é a etapa de fundamental para obter um grande sucesso na construção dos poços de petróleo e também a mais desafiadora. Portanto, este estudo visa fazer um levantamento bibliográfico das principais metodologias utilizadas em laboratório para a caracterização de fluidos de perfuração aquosos e verificar os principais parâmetros que podem vir a melhorar o desempenho desses fluidos, visando à busca de fluidos eficientes para a perfuração. Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo propor a formulação de um fluido de perfuração à base água, em laboratório, para estudo e caracterização das suas propriedades, tendo como metodologia principal um estudo detalhado das várias classes de aditivos como: viscosificantes, inibidores, controladores de pH, adensantes, redutor de filtrado, lubrificantes.

ABSTRACT

The oil well drilling fluids are injected into the rotating probes generally to multiphase fluid, water-containing organic material, dissolved salts and suspended solids in various ratios and operating the aid of the drill penetration through the lubricity, the suspension of the cuttings generated during drilling in the formation of the plaster controlling the loss of filtrate and inhibiting shale hydration reactive. Drilling fluids are classified according to the basis used in its formula, water, synthetic, oil and gas. In any drilling project the selection of drilling fluid type is important technical and economic roles. Problems caused by improper selection of the weight or the fluid composition may include the instability of the walls of the borehole, the fluid loss to the formation, kicks and blowouts, torque and fatigue increases or part of the well or even entire well may be lost. The optimization of all necessary properties of the drilling fluid is the fundamental stage for a great success in the construction of oil wells and also the most challenging. Therefore, this study aims to do a literature review of the main methods used in the laboratory for the characterization of aqueous drilling fluids and check the main parameters that may improve the performance of these fluids, in order to search for efficient fluid for drilling. Thus, this paper aims at formulating a drilling for water-based fluid in the laboratory to study and characterization of their properties, the main methodology a detailed study of the various classes of additives such as viscosifying, inhibitors, controllers pH, adensantes, filtrate reducing agents, lubricants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – a) Perfis das curvas de tensão versus taxa de cisalhamento; a) viscosidade versus taxa de cisalhamento para os principais tipos de fluidos.	17
Figura 2 – Viscosidade Aparente em função da concentração de Na-MMT.	28
Figura 3 – Viscosidade Plástica em função da concentração de Na-MMT.	28
Figura 4 – Limite de escoamento em função da concentração de Na-MMT.	29
Figura 5 – Viscosidade da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono: (a) VA; (b) VP.	34
Figura 6 – Limite de escoamento da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono.	35
Figura 7 – Limite de escoamento da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono: (a) RYP; (b) Δ RYP.	35
Figura 8 – Influência da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono/RM: (a) VA; (b) VP; (c) LE e (d) RYP.	36
Figura 9 – (a) Perda por infiltração e (b) espessura do reboco da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono.	38
Figura 10 – Densidade da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono.	38
Figura 11 – Volumes acumulados de filtrado em função do tempo para fluidos de perfuração.	42
Figura 12 – Viscosidade aparente do fluido de perfuração após envelhecimento em temperaturas diferentes.	44
Figura 13 – Si e teor de bentonita no reboco utilizando métodos diferentes: a) Os resultados com rótulo de EDS são resultados de análises de EDS; b) os resultados com o rótulo de MBT foram obtidos pelo teste de azul de metileno.	44

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Os aditivos utilizados e suas funções.....	27
Tabela 2 – Leitura das amostras após a adição de Na-MMT.	29
Tabela 3 – Taxa de recuperação dos folhelhos em diferentes sistemas de fluidos.	30
Tabela 4 – Efeito de POAM sobre as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração à base de água.....	31
Tabela 5 – Composição das cinzas de carbono.	33
Tabela 6 – Caracterização do fluido de perfuração.....	40
Tabela 7 – Propriedades do fluido de perfuração.	41
Tabela 8 – Formulação proposta.....	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

API	American Petroleum Institute
C	Carbono
Ca ²⁺	Íon Cálcio Bivalente
CH ₃ (CH ₂) ₁₀ CH ₃	Dodecano
CSW-1	Inibidor Catiônico
CTAB	Brometo de Amônio Hexadeciltrimetil
°C	Grau Celsius
g	Gramas
GX	Goma Xantana
H	Hidrogênio
h	Hora
ICM-2	Agente Controlador de Filtrado
JYW-1	Agente Controlador de Filtrado
KCl	Cloreto de Potássio
kg/m ³	Quilo por Metro Cúbico
kPa	Quilo Pascal
lb/gal	Libra por Galão
lb/ft ³	libra por pé cúbico
LE	Limite de Escoamento
mg/l	Miligrama por Litro
Min.	Minutos
mL	Mililitro
m/v	Massa por Volume
mPa.s	CentiPoise
Mg ²⁺	Íon Magnésio Bivalente
NaCl	Cloreto de Sódio
NaOH	Hidróxido de Sódio
Na-MMT	Montmorilonita Sódica
N/m ²	Newton por metro quadrado
O	Oxigênio
Pa	Pascal

Pa.s	Poise
PAC-LV	Celulose Polianiônica de Baixa Viscosidade Fornecidos
pH	Potencial Hidrogeniônico
POAM	Polioxialquiliniamina
ppm	Partes por Milhão
psi	Libra por Polegada Quadrada
RM	Modificador Reológico
rpm	Rotações por Minuto
RYP	Razão entre o limite de escoamento e a viscosidade plástica
s	Segundos
S	Enxofre
Si	Sílica
VA	Viscosidade Aparente
VP	Viscosidade Plástica
ZNN-D6	Viscosímetro
Zn	Zinco
ρ	Densidade Específica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	11
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	12
2.1 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	12
2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	12
2.2.1 Fluidos à Base de Óleo.....	12
2.2.2 Fluidos de Perfuração à base de água.....	13
2.2.2.1 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA.....	14
2.2.2.1.1 Fluido Saturado de Sal.....	14
2.2.2.1.2 Sistemas Levemente Subsaturados.....	14
2.2.3 Fluidos à Base de Ar.....	14
2.2.4 Fluidos Sintéticos.....	15
2.3 REOLOGIA	15
2.3.1 Classificações	16
2.3.1.1 CORPOS ELÁSTICOS IDEAIS.....	16
2.3.1.2 FLUIDOS VISCOSOS IDEAIS	16
2.3.2 Tipos de Fluidos Viscosos	16
2.3.2.1 FLUIDOS NEWTONIANOS	17
2.3.2.2 FLUIDOS NÃO-NEWTONIANOS.....	17
2.4 ADITIVOS.....	18
2.4.1 Afinantes de Bentonita.....	18
2.4.2 Antiespumantes	19
2.4.3 Bactericidas	19
2.4.4 Controladores de pH.....	19
2.4.5 Defloculantes	19
2.4.6 Dispersantes.....	19
2.4.7 Espumantes	20
2.4.8 Fixadores de Reboco.....	20
2.4.9 Floculantes	20
2.4.10 Inibidores de Argila Expansiva.....	20
2.4.11 Lubrificantes	20
2.4.12 Redutores de Filtrado.....	21
2.4.13 Selantes.....	21

2.4.14 Viscosificantes.....	21
2.5 PRINCIPAIS ANÁLISES FÍSICO-QUÍMICAS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	21
2.5.1 Análises Físicas.....	21
2.5.1.1 DENSIDADE.....	21
2.5.1.2 PARÂMETROS REOLÓGICOS.....	22
2.5.1.3 TEOR DE SÓLIDOS	23
2.5.1.4 RESISTIVIDADE ELÉTRICA	23
2.5.2 Análises Químicas.....	23
2.5.2.1 PH 23	
2.5.2.2 CLORETOS E SALINIDADE	24
2.5.2.3 TEOR DE SÓLIDOS ATIVOS (MBT).....	24
2.5.2.4 DUREZA [CA ²⁺ E MG ²⁺]	24
3 METODOLOGIA	25
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	26
4.1 ARTIGO: “POLYOXYALKYLENEAMINE AS SHALE INHIBITOR IN WATER-BASED DRILLING FLUIDS” (YUANZHI QU <i>ET AL.</i> , 2009).....	26
4.1.1 Aditivos utilizados	26
4.1.2 Metodologia.....	27
4.1.3 Resultados e discussões.....	28
4.1.3.1 EFEITO DE POAM NA DISPERSÃO DE NA-MMT.....	28
4.1.3.2 EFEITO DA POAM NA DISPERSÃO DOS FOLHELHOS	30
4.1.3.3 COMPATIBILIDADE DA POAM COM OUTROS ADITIVOS	30
4.1.4 Conclusão	31
4.2 ARTIGO: “EFFECTS OF CARBON ASH ON RHEOLOGICAL PROPERTIES OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS” (XIANGHAI <i>ET AL.</i> , 2012)	31
4.2.1 Aditivos utilizados	32
4.2.2.1 PREPARAÇÃO DA DISPERSÃO DE BENTONITA.....	32
4.2.2.2 MODIFICAÇÃO DA CINZA DE CARBONO.....	32
4.2.2.3 CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA.....	33
4.2.3 Resultados e discussões.....	33
4.2.3.1 CARACTERIZAÇÃO DAS CINZAS DE CARBONO	33
4.2.3.2 INFLUÊNCIA DAS CINZAS DE CARBONO NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS DOS FLUIDOS	33

4.2.3.3 INFLUÊNCIA DAS CINZAS DE CARBONO NA PERDA POR INFILTRAÇÃO E NA DENSIDADE DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS	37
4.2.4 <i>Conclusão</i>	39
4.3 ARTIGO: “EFFECT OF WATER-BASED DRILLING FLUID COMPONENTS ON FILTER CAKE STRUCTURE” (YAO RUGANG <i>ET AL.</i> , 2014).....	39
4.3.1 <i>Aditivos utilizados</i>	39
4.3.2 <i>Metodologia</i>	41
4.3.2.1 TESTE DE PERDA DE FLUIDO EM HTHP E PREPARAÇÃO DA AMOSTRA DE REBOCO.....	42
4.3.2.2 ÁGUA ADSORVIDA E ANÁLISE DE TEOR DE POLÍMEROS	42
4.3.2.3 ANÁLISE DE MBT (TESTE DE AZUL DE METILENO).....	43
4.3.3 <i>Resultados e discussões</i>	43
4.3.3.1 DISPERSÃO DE BENTONITA E COALESCÊNCIA	43
4.3.3.2 TEOR DE BENTONITA.....	44
4.3.4 <i>Conclusão</i>	45
5 PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO PARA FLUIDO DE PERFURAÇÃO AQUOSO.....	46
5.1 ADITIVOS.....	46
5.2 METODOLOGIA.....	46
6 CONCLUSÃO.....	48
REFERÊNCIAS.....	49

1 INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo caracteriza-se por ser uma atividade de grande complexidade, risco e, sobretudo, elevado custo financeiro. Com a expansão das fronteiras exploratórias e de produção, cada vez mais poços em águas profundas e ultraprofundas estão sendo perfurados. O desafio de perfurar nessas regiões tem aumentado o investimento em tecnologia a fim de reduzir custos, garantir maior segurança operacional e minimizar possíveis danos ambientais (CHIEZA, 2011).

Os fluidos de perfuração são utilizados para manter a integridade mecânica da formação e auxiliar no carreamento dos sólidos removidos pela broca durante a perfuração, evitando com isso o desmoronamento do poço e o aprisionamento da broca. Devido a essas funções, há um rígido controle dos fluidos de perfuração com o objetivo de se evitar problemas que atrasem a operação e aumentem o custo do projeto.

Os aditivos são as substâncias responsáveis pela melhoria das características do fluido, sendo necessário obter uma composição de equilíbrio entre os aditivos, de tal modo que não haja favorecimento de uma propriedade em detrimento de outra. A preocupação com o meio ambiente tem levado os órgãos governamentais de vários países a legislar sobre a utilização de produtos tóxicos com a consequente necessidade do desenvolvimento de fluidos de composição ambientalmente aceitável.

O objetivo desse trabalho foi, primeiramente, fazer um levantamento bibliográfico das principais metodologias utilizadas em laboratório para a caracterização de fluidos de perfuração aquosos. A segunda etapa foi verificar os principais parâmetros que podem vir a melhorar o desempenho desses fluidos e propor uma metodologia para caracterização. Foram estudadas as propriedades da polioxialquilamina, das cinzas de carbono e os componentes do fluido de perfuração para compactação do fluido.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Fluidos de perfuração

Durante a perfuração de poços de petróleo, usa-se um fluido de perfuração, cuja composição química induz a comportamentos físico-químicos desejados, para permitir um equilíbrio entre as pressões das formações e a pressão dentro dos poços.

Para o controle destes fluidos de perfuração são usados aditivos ao fluido de perfuração, normalmente baritina e argilas. É de fundamental importância que esses fluidos e produtos sejam devidamente armazenados e manipulados, evitando com isso impactos ambientais.

2.2 Classificação dos fluidos de perfuração

2.2.1 Fluidos à Base de Óleo

Os fluidos à base de óleo possuem a fase contínua constituída por hidrocarbonetos líquidos. A fase dispersa é formada por gotículas de água. Segundo Thomas (2004), se o teor de água no fluido for menor do que 10% trata-se de uma emulsão de água em óleo. Quando o teor de água está compreendido entre 10 e 45%, o fluido é denominado de emulsão inversa.

Tais fluidos podem ser utilizados em operações a altas temperaturas e pressões, além de possuir elevado grau de lubricidade e mínima taxa de corrosão. Estes fluidos são indicados para formações salinas, formações geológicas hidratáveis, formações de folhelhos argilosos e para poços de grande profundidade.

Devido ao elevado grau de poluição e ao fato de haver dificuldades quanto ao seu descarte no meio ambiente, os fluidos à base de óleo vêm sendo empregados com menor frequência se comparados aos fluidos à base de água. Outro problema é o elevado custo para a implantação deste tipo de fluido.

Algumas características:

- Baixa corrosão;
- Grau de inibição elevado em relação às rochas ativas;
- Baixa solubilidade de sais.

Algumas desvantagens em relação ao fluido à base de água:

- Menores taxas de penetração;
- Mais poluente;
- Maior custo;
- Dificuldade na detecção de gás no poço, devido a sua solubilidade na fase contínua;
- Dificuldade no combate à perda de circulação.

2.2.2 Fluidos de Perfuração à base de água

São compostos basicamente por água, sais e polímeros dissolvidos e adensantes. Neste caso, a água é a fase contínua e de maior proporção dentre os componentes do fluido. A água tem como função ser o meio dispersante dos aditivos químicos presentes no fluido. A água, dependendo de sua natureza, pode ser doce, dura ou salgada. De acordo com Thomas (2004), a composição e a interação de cada componente na água são responsáveis pelas propriedades químicas e físicas do fluido. Desta forma, são considerados a natureza da água e os aditivos a serem empregados para a correta formulação do fluido de perfuração. Os fatores a serem selecionados para a água de preparo são: disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, tipos de formações geológicas a serem perfuradas, produtos químicos que compõem o fluido, equipamentos e técnicas a serem usados nas avaliações das formações.

Os fluidos à base de água com baixo teor de sólidos e os emulsionados com o óleo são programados para situações especiais. Os primeiros são usados para aumentar a taxa de penetração da broca, reduzindo o custo total da perfuração, e os segundos, tem o objetivo principal de reduzir a densidade do sistema para evitar que ocorram perdas de circulação em zonas de baixa pressão de poros ou baixa pressão de fratura.

Durante a preparação dos fluidos de perfuração, são usados aditivos com o intuito de conferir as propriedades necessárias para uma perfuração eficiente para cada tipo de poço.

Segundo Amorim (2003), existe uma perfuração específica para cada tipo de poço, deste modo, as condições geológicas de cada poço determinarão a composição do fluido. Por exemplo, fluidos à base de água contendo somente argila em baixa

concentração como aditivo, são apropriados para perfurações simples e não muito profundas. Porém, para perfurações complexas e profundas torna-se necessário a utilização de fluidos mais completos, com aplicação de vários aditivos que desempenhem as funções para auxiliar o processo de perfuração.

2.2.2.1 Tipos de Fluidos de Perfuração à Base de Água

2.2.2.1.1 Fluido Saturado de Sal

Fluidos à base de água devem ser projetados para serem compatíveis com o sal a ser perfurado. É importante manter o sistema completamente saturado principalmente no momento em que o sal é perfurado, para prevenir o alargamento excessivo (OLIVEIRA, 2012).

2.2.2.1.2 Sistemas Levemente Subsaturados

Em algumas áreas seu uso tem sido aperfeiçoado de tal forma que a taxa de dissolução é altamente controlada. Uma dificuldade desta abordagem é que para trechos longos de sal a taxa de dissolução pode variar consideravelmente do topo ao fundo, e o fluido no espaço anular pode se tornar saturado na ponta da broca de tal forma que não se consiga dissolver os cascalhos salinos durante a circulação. Portanto, este método é indicado para seções de sal curtas.

Este sistema leva a um pequeno alargamento do poço, evitando que a deformação do sal leve à obstrução do mesmo.

2.2.3 Fluidos à Base de Ar

Quando o fluido circulante utilizado durante a perfuração consiste totalmente ou em sua maior parte por ar ou gás, diz-se que a perfuração é à base de ar. De acordo com Thomas (2004), recomendam-se diferentes formulações para fluidos à base de ar para cada situação em que se encontra um poço de petróleo.

Em zonas com drásticas perdas de circulação, formações produtoras com baixíssimas pressões, formações muito duras e regiões com escassez de água ou cobertas por grossos rebocos de gelo, recomendam-se o uso de um fluido à base de ar com baixa densidade. Para formações duras ou fissuradas que não produzem grande

quantidade de água e não contenham hidrocarbonetos, utiliza-se a perfuração a ar puro, com ar comprimido ou hidrogênio, aumentando a taxa de penetração da broca.

Se a formação produz água em grandes quantidades que comprometam a perfuração a ar puro, deve ser empregada à perfuração com névoa, que consiste em uma mistura de água dispersa no ar. É utilizada espuma como líquido circulante quando se precisa conduzir de forma bastante eficiente os fragmentos formados durante a perfuração. O gás é disperso em líquido, formando a espuma, que apresenta elevada viscosidade, facilitando o processo de carreamento dos detritos.

2.2.4 Fluidos Sintéticos

Os fluidos sintéticos são considerados produtos da nova geração na indústria petrolífera, e apresentam a fase contínua formada por um líquido sintético. A grande vantagem do fluido sintético é que este pode ser desenvolvido de maneira a atender situações nas quais os fluidos à base de água apresentam limitações. O elevado custo é a principal desvantagem deste tipo de fluido. Com o intuito de superar as limitações dos fluidos de perfuração à base de água e em resposta às restrições ambientais impostas aos fluidos à base de óleo, o fluido sintético foi desenvolvido. O fluido sintético apresenta menores níveis de toxicidade e auxiliam a formação de fragmentos de menores volumes durante a perfuração (BISPO, 2014).

2.3 REOLOGIA

A reologia trata de um ramo da Física relacionado ao estudo do comportamento deformacional e do fluxo de matéria submetido a tensões determinadas, condições termodinâmicas ao longo de um intervalo de tempo (ALMEIDA *et al.*, 2010).

Quanto à deformação, os fluidos podem ser classificados em:

- Elásticos: Também conhecidos como reversíveis, são sistemas que não escoam e o sistema obedece à Lei de Hooke.
- Viscosos: Conhecidos também como irreversíveis são sistemas que escoam e o sistema obedece à Lei de Newton.

Também podem ser classificados quanto à relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento:

- Fluidos Newtonianos: sua viscosidade é constante, seguem a Lei de Newton. Esta classe abrange todos os gases e líquidos não poliméricos e homogêneos.
- Fluidos Não Newtonianos: a razão entre a taxa de cisalhamento e a tensão de cisalhamento não é constante.

2.3.1 Classificações

2.3.1.1 Corpos elásticos ideais

São corpos que sofrem deformações elásticas, ou seja, deformações reversíveis sofridas sob tensão. Ao cessar a tensão o corpo retorna à sua forma e volumes originais e a energia de deformação é recuperada quando a tensão aplicada ao material cessa. A razão entre tensão e deformação é denominada de módulo de elasticidade ou módulo de Young (FOX *et al.*, 2010).

2.3.1.2 Fluidos viscosos ideais

São fluidos que sofrem deformações viscosas, ou seja, deformações contínuas e irreversíveis sofridas pelo material enquanto submetido a uma tensão de cisalhamento. Esta deformação é também conhecida como escoamento. A propriedade que relaciona a taxa de deformação do corpo ao cisalhamento é a viscosidade. Em fluidos viscosos ideais, a tensão de cisalhamento é proporcional à taxa de cisalhamento, onde a constante de proporcionalidade é, por definição, a viscosidade dinâmica do fluido (MACHADO, 2002).

2.3.2 Tipos de Fluidos Viscosos

O comportamento reológico de fluidos considerados puramente viscosos é definido pela relação entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento.

Os fluidos viscosos podem ser classificados como Newtonianos ou não-Newtonianos em função do seu comportamento de fluxo ou reológico.

2.3.2.1 Fluidos Newtonianos

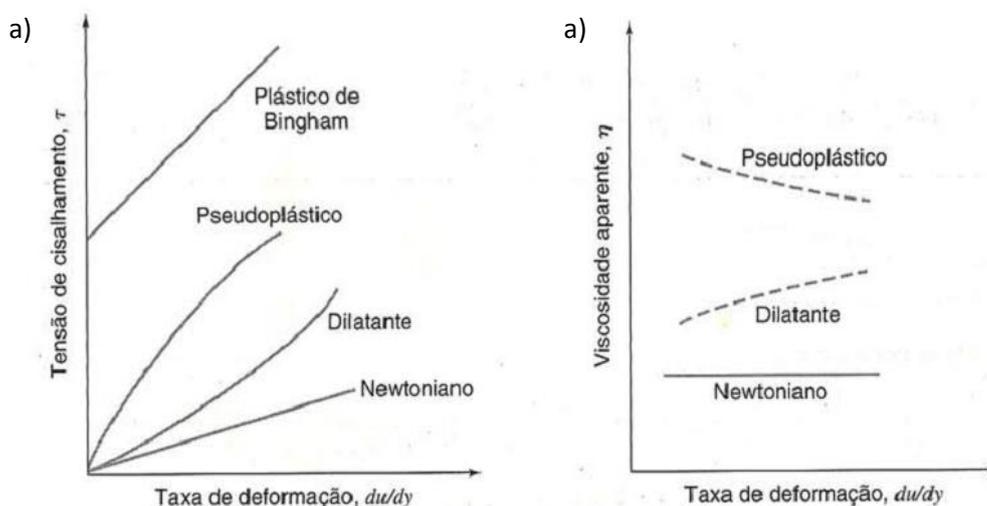
A Lei de Newton da viscosidade diz que a relação entre a tensão de cisalhamento e o gradiente local de velocidade é definida através de uma relação linear, sendo a constante de proporcionalidade, a viscosidade do fluido. Assim, todos os fluidos que seguem este comportamento são denominados fluidos newtonianos (MACHADO, 2002).

2.3.2.2 Fluidos Não-Newtonianos

Um fluido não-Newtoniano é um fluido cuja viscosidade varia de acordo com o grau de deformação aplicado e cujas propriedades reológicas independem do tempo de aplicação da tensão de cisalhamento.

A Figura 1 apresenta o comportamento reológico dos quatro tipos de fluidos viscosos anteriormente citados.

Figura 1 – a) Perfis das curvas de tensão versus taxa de cisalhamento; a) viscosidade versus taxa de cisalhamento para os principais tipos de fluidos.



Fonte: Fox *et al.*, 2010.

Estes fluidos são então classificados conforme o aspecto da curva de fluxo e a viscosidade desses fluidos, portanto, varia com a taxa de cisalhamento. Pode-se classificar estes fluidos em fluido plástico ideal (Modelo de Bingham), que possui uma tensão limite de escoamento mínima para que o fluido escoe – abaixo deste valor o fluido se comporta como sólido; e fluido pseudoplástico (Modelo Ostwald de Waale),

que possuem uma curva de fluxo definida por uma equação exponencial. São substâncias que, em repouso, apresentam suas moléculas em um estado desordenado, e quando submetidas a uma tensão de cisalhamento, suas moléculas tendem a se orientar na direção da força aplicada - e quanto maior esta força, maior será a ordenação e, conseqüentemente, menor será a viscosidade aparente; e fluido dilatante, cuja curva de fluxo é regida por uma equação exponencial análoga a aquela apresentada pelos fluidos pseudoplásticos, mas apresenta um valor de expoente maior que um. Neste tipo de fluido a viscosidade cresce com a taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002).

2.4 ADITIVOS

Durante a preparação dos fluidos de perfuração são usados aditivos com o intuito de conferir as propriedades necessárias para uma perfuração eficiente para cada tipo de poço.

Os aditivos desempenham as mais diversas funções nos fluidos de perfuração. Dentre elas, pode-se destacar que as principais são o controle da viscosidade, do limite de escoamento, das forças géis e do filtrado. Se adicionados nas porções adequadas, os aditivos darão ao fluido elevada aptidão para remoção dos resíduos gerados pela perfuração e boa capacidade de estabilização das paredes do poço (THOMAS, 2004).

Como o escopo deste trabalho se refere aos fluidos de perfuração à base de água, os aditivos descritos e estudados ao longo do trabalho serão referentes à base aquosa.

Os aditivos utilizados para a preparação dos fluidos de perfuração podem ser sólidos ou líquidos. Dentre os aditivos sólidos, existem os ativos e os inertes. Thomas (2004) diz que os aditivos sólidos ativos têm a função de tornar o fluido viscoso. As argilas, com destaque para as bentonitas, são os principais materiais utilizados. Já os sólidos inertes são oriundos do incremento de materiais industrializados, como a baritina e a calcita, ou provenientes de delgados resíduos das rochas perfuradas, como a areia e o calcário fino.

2.4.1 Afinantes de Bentonita

Os afinantes, representados por polímeros de baixo peso molecular, apresentam ótima dispersão das argilas no fluido de perfuração por meio de ação química. Estes

aditivos também protegem a broca contra aprisionamentos e entupimentos (SHIERADA, 2013).

2.4.2 Antiespumantes

Estes produtos promovem a redução da ação espumante nos fluidos de perfuração, especialmente naqueles à base de água saturada com sal (SHIERADA, 2013).

2.4.3 Bactericidas

Os agentes responsáveis pelo controle da deterioração dos fluidos de perfuração causado pela presença de micro-organismos são chamados de bactericidas. Os principais bactericidas são os compostos organoclorados, a soda cáustica e a cal (SHIERADA, 2013).

2.4.4 Controladores de pH

Estes aditivos realizam o controle do teor de dureza nos fluidos de perfuração como principal atividade. Outras funções dos controladores de pH são a redução dos índices de corrosão e a estabilização das emulsões. São representados pelos hidróxidos de sódio ou de potássio, ácido acético e carbonato de sódio (SHIERADA, 2013).

2.4.5 Defloculantes

Os aditivos defloculantes são aplicados com a finalidade de impedir que os sólidos ativos presentes no fluido de perfuração fiquem em suspensão. Poliacrilatos de sódio, cálcio e potássio são exemplos de defloculantes (BISPO, 2014).

2.4.6 Dispersantes

Os dispersantes são responsáveis por executar a dispersão dos sólidos contidos no fluido de perfuração, reduzindo a atração das partículas de bentonitas. Os

lignosulfonatos, os lignitos e os fosfatos são os representantes dos agentes dispersantes (BISPO, 2014).

2.4.7 Espumantes

Os agentes espumantes têm a função de criar uma espuma estável em fluidos de perfuração à base de água. Os tensoativos são exemplos de espumantes (BISPO, 2014).

2.4.8 Fixadores de Reboco

Fixadores agem sobre as paredes do poço recobrimo-o com um reboco flexível e plastificado. É recomendado o uso destes aditivos para a perfuração de rochas inconsolidadas e quebradiças. São vários os aditivos que vem sendo usados para este fim, incluindo amidos, polímeros à base de celulose, lignosulfonatos, lignitos, taninos, polifosfatos e dispersantes poliméricos (SHIROMA, 2012).

2.4.9 Floculantes

Os agentes floculantes, representados pela soda cáustica, pela cal e pelo cloreto de sódio, são encarregados de elevar a viscosidade do fluido, promovendo a limpeza do poço e garantir a formação do reboco (SHIROMA, 2012).

2.4.10 Inibidores de Argila Expansiva

Os inibidores são sais inorgânicos sem a presença de cloretos, cuja função é inibir a expansão das argilas oriundas das formações perfuradas quando hidratadas. Tais aditivos aumentam a velocidade de penetração em formações com argilas plásticas (SHIROMA, 2012).

2.4.11 Lubrificantes

Os lubrificantes, compostos formados por ésteres ou por polipropilenoglicol, são os aditivos responsáveis pela redução do atrito da lama ao fluir entre as paredes do poço e coluna de perfuração (SHIROMA, 2012).

2.4.12 Redutores de Filtrado

Ao se perfurar um poço de petróleo, ocorrem perdas de fluido, sobretudo em formações fraturadas. Para evitar tais perdas, utilizam-se redutores de filtrado, os quais promovem a melhoria do reboco nas paredes dos poços. O amido é o componente mais utilizado como redutor de filtrado (SHIROMA, 2012).

2.4.13 Selantes

O selante é um aditivo, geralmente polimérico, utilizado para preencher e fechar fendas em um poço, prevenindo o desmoronamento do mesmo. É bastante utilizado em formações geológicas bastante permeáveis e em aquíferos fraturados, onde existem perdas de circulação do fluido de perfuração (SHIROMA, 2012).

2.4.14 Viscosificantes

Os viscosificantes são os aditivos usados com o objetivo de elevar viscosidade ao fluido, garantindo o carreamento dos detritos gerados pela perfuração, além de conferir uma melhor limpeza do poço. Argilas e polímeros naturais ou sintéticos são os viscosificantes mais utilizados (BISPO, 2014).

2.5 PRINCIPAIS ANÁLISES FÍSICO-QUÍMICAS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

2.5.1 Análises Físicas

2.5.1.1 Densidade

Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfuração são determinados de acordo com as pressões de poros e pressão de fratura das formações expostas.

Esta dispõe de duas escalas, sendo lb/gal, mais usada, e lb/ft³. Partindo-se da densidade do fluido, o cálculo da coluna hidrostática é dado pela Equação 1:

$$\text{Pressão Hidrostática} = \rho(\text{lb/gal}) \times \Delta H(\text{m}) \times 0,1706 \quad (1)$$

Onde :

ρ : massa específica (lb/gal);

ΔH : profundidade (m);

Pressão hidrostática (psi).

2.5.1.2 Parâmetros reológicos

O fluxo do fluido segue um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos.

Os fluidos de perfuração são geralmente compostos de uma fase fluida contínua em que sólidos estão dispersos. A viscosidade plástica (Equação 2) 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.

$$\text{Viscosidade Plástica: } VP = \theta_{600} - \theta_{300} \text{ (cP)} \quad (2)$$

Para aplicação de campo, a viscosidade plástica é considerada como um guia de controle de sólidos, se a viscosidade plástica aumenta, o volume percentual de sólidos aumenta, ou se o volume percentual permanece constante, o tamanho das partículas sólidas diminui. Diminuindo o tamanho das partículas, aumenta a área superficial das partículas que aumenta a fricção das mesmas dentro do fluido. Esta propriedade pode ser aumentada pelo aumento da concentração dos sólidos ou pela diminuição da área superficial. E pode ser diminuída pela redução da concentração dos sólidos, pela diluição ou pela separação mecânica (AMOCO, 2015).

A viscosidade aparente (Equação 3) é medida através do cisalhamento constante e em um único ponto, expressa em unidades de Poise (Pa.s) ou centipoise (mPa.s). Utilizada na leitura de fluidos pseudo-plásticos.

$$\text{Viscosidade Aparente: } (VA)_{600} = \left(\frac{\theta_{600}}{2}\right) \text{ (cP)} \quad (3)$$

O limite de escoamento (Equação 4) representa o esforço requerido para iniciar um fluido em movimento. É um indicador das forças de atração entre as partículas quando o fluido de perfuração está em movimento. Ele pode ser diminuído com afinantes ou reduzindo o teor de sólidos.

$$\text{Limite de Escoamento: } LE = \theta_{300} - VP \text{ (N/m}^2\text{)} \quad (4)$$

Onde:

θ_{600} e θ_{300} : o ângulo de deflexão medido a 600 rpm e 300 rpm, respectivamente.

2.5.1.3 Teor de sólidos

Deve ser mantido no mínimo possível, pois seu aumento implica modificações das propriedades do fluido como: densidade, viscosidade e forças géis (OLIVEIRA, 2012).

2.5.1.4 Resistividade elétrica

É a capacidade de um corpo qualquer se opor à passagem de corrente elétrica pelo mesmo, quando existe uma diferença de potencial aplicada.

2.5.2 Análises Químicas

2.5.2.1 pH

É uma medida físico-química de potencial hidrogeniônico que indica a acidez, neutralidade ou alcalinidade de uma solução aquosa. É medido através de papel indicador ou potenciometria (pHmetro). O pH do fluido é mantido preferencialmente entre 7 e 10 (OLIVEIRA, 2012).

2.5.2.2 Cloretos e salinidade

A salinidade foi definida como a quantia total em gramas de todas as substâncias dissolvidas se todos os carbonatos fossem convertidos em óxidos, todos os brometos e iodetos fossem convertidos a cloretos e todas as substâncias orgânicas fossem oxidadas. O conteúdo em cloreto foi definido como a quantia total em íons cloreto em gramas presente em um quilograma de água do mar se todos os halogênios fossem substituídos por cloretos.

É medido através de análise volumétrica de precipitação feita por titulação dos íons cloretos. A salinidade é expressa em mg/l de cloretos, NaCl e KCl equivalente (SUEHARA, 2013).

2.5.2.3 Teor de sólidos ativos (MBT)

É uma análise volumétrica por adsorção que serve como indicador da quantidade de sólidos ativos ou bentoníticos no fluido de perfuração (OLIVEIRA, 2012).

2.5.2.4 Dureza [Ca^{2+} e Mg^{2+}]

A dureza é a soma das concentrações de cálcio e magnésio, expressas em termos de carbonato de cálcio, em miligramas por litro. Utiliza-se o método de titulação com EDTA (ácido etileno diamino tetracético) para analisar dureza (OLIVEIRA, 2012).

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho caracteriza-se por um levantamento bibliográfico sobre as metodologias atuais utilizadas em laboratório para a caracterização de fluidos de perfuração aquosos, mecanismo importante na busca por novas alternativas de tipos de fluidos para a operação de perfuração de poços.

Foram realizadas análises dos artigos internacionais publicados referentes aos fluidos de perfuração de base água. Foram verificadas as principais formulações que podem vir a melhorar o desempenho dos fluidos de perfuração, além de analisar os resultados obtidos dos principais parâmetros reológicos como viscosidade plástica, volume de filtrado, entre outros. Neste trabalho foram tratadas as propriedades físicas e químicas dos fluidos de perfuração. Ao final, definiu-se a metodologia para fluidos à base de água a partir das metodologias propostas e desenvolvidas por cada artigo estudado.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Artigo: “Polyoxyalkyleneamine as shale inhibitor in water-based drilling fluids” (YUANZHI QU *et al.*, 2009)

Os fluidos de perfuração à base de água podem causar inchamento das argilas em formações de folhelho, criando grandes problemas para as operações de perfuração. Quando os folhelhos sensíveis à água estão expostos aos fluidos de perfuração convencionais à base de água, o folhelho tem tendência imediata de absorver a água a partir do fluido de perfuração. Dependendo das características químicas do folhelho, isto pode resultar em um rápido inchamento ou dispersão do folhelho.

Devido às operações de perfuração impactar o meio ambiente, os aditivos de fluidos de perfuração devem ter baixa toxicidade e devem ser fáceis de manusear a fim de minimizar os perigos de poluição ambiental e danos aos operadores. Um excelente agente inibidor deve controlar o inchamento das argilas e formações perfuradas sem afetar negativamente o desempenho desejado de outros aditivos e as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração. Assim, foi avaliada a toxicidade, propriedade inibidora e compatibilidade da polioxialquilamina (POAM) em folhelho como um agente inibidor em fluidos de perfuração aquoso.

4.1.1 Aditivos utilizados

A Tabela 1 representa os aditivos utilizados neste trabalho.

Tabela 1 – Os aditivos utilizados e suas funções.

Aditivos	Função
UltraCap	agente encapsulante
PAC-LV	celulose polianiónica de baixa viscosidade
goma xantana (GX)	viscosificante
CSW-1	inibidor catiónico
carboximetilamido (CMS)	emulsificante
80A51	viscosificante
ICM-2	agente controlador de filtrado
JYW-1	estabilizador
Na-MMT	Montmorilonita sódica
Polioxialquilamina (POAM)	componente base do fluido de perfuração aquoso

Fonte: YUANZHI QU *et al.*, 2009

4.1.2 Metodologia

Foram realizadas a determinação das propriedades reológicas das amostras de fluido utilizando um modelo de viscosímetro ZNN-D6. As propriedades incluídas foram viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e as forças géis. A viscosidade aparente, viscosidade plástica e limite de escoamento foram calculados a partir das leituras de 600 e 300 rpm, usando equações e procedimentos padrão para fluido de perfuração, já mencionadas no item 2.5.1.1.

Para demonstrar a propriedade inibidora de POAM, realizaram-se os experimentos para determinar a máxima quantidade de Na-MMT que pode ser inibida pela solução POAM de 2% em peso. Todas as amostras foram ajustadas para cerca de pH 9 e tratadas com 2,5% em peso de Na-MMT. Depois de se agitar durante 30 min, as amostras foram aquecidas em fornos durante 16 horas a 70°C. Quando as amostras foram arrefecidas, foram registradas as suas reologias.

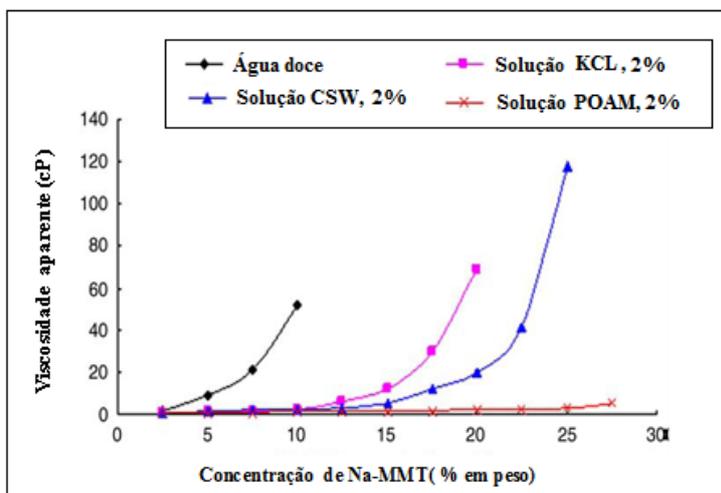
E finalmente, o teste de compatibilidade foi realizado por medição da mudança de propriedades reológicas e filtrado de vários sistemas de fluido antes e após a adição do agente inibidor. O teste de filtrado foi medido em mililitros sob de pressão de 690 kPa (100 psi) através de um papel filtro especial por 30 min.

4.1.3 Resultados e discussões

4.1.3.1 Efeito de POAM na dispersão de Na-MMT

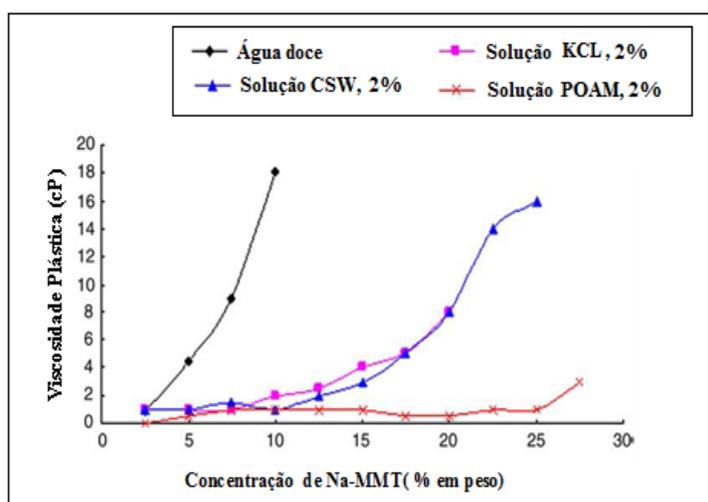
As medidas de viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e limite de escoamento (LE) das amostras com concentração de Na-MMT estão mostradas nas Figuras 4.1, 4.2 e 4.3, respectivamente.

Figura 2 – Viscosidade Aparente em função da concentração de Na-MMT.

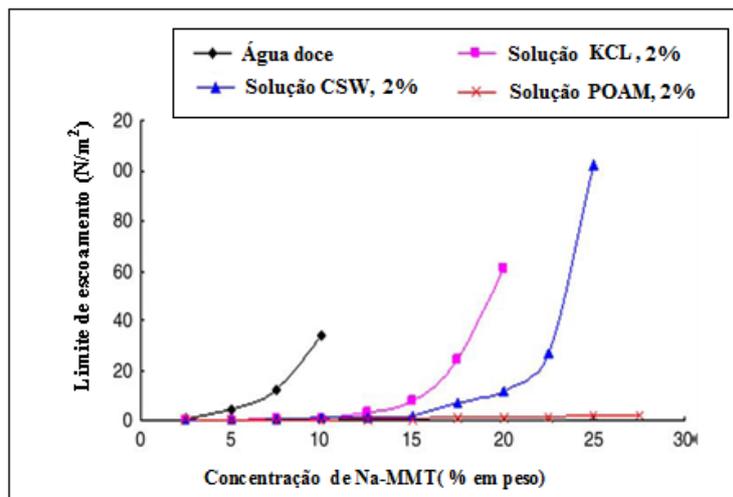


Fonte: YUANZHI QU *et al.*, 2009

Figura 3 – Viscosidade Plástica em função da concentração de Na-MMT.



Fonte: YUANZHI QU *et al.*, 2009

Figura 4 – Limite de escoamento em função da concentração de Na-MMT.

Fonte: YUANZHI QU *et al.*, 2009

As propriedades reológicas foram medidas para os diferentes sistemas, após a adição de Na-MMT, observou-se que para o sistema de 12,5% de Na-MMT em água doce, a viscosidade aumentou significativamente, impossibilitando as leituras reológicas do fluido (Tabela 2). No entanto, para os outros sistemas que continham inibidores este fato não ocorreu.

Tabela 2 – Leitura das amostras após a adição de Na-MMT.

Concentração de Na-MMT %	Água pura				2% de solução de KCl				2% de solução de CSW				2% de solução de POAM			
	Φ_{600}	Φ_{300}	Φ_3	G_{10}°	Φ_{600}	Φ_{300}	Φ_3	G_{10}°	Φ_{600}	Φ_{300}	Φ_3	G_{10}°	Φ_{600}	Φ_{300}	Φ_3	G_{10}°
2,5	2,5	1,4	0	0	2	1	0	0	2	1	0	0	1	1	0	0
5,0	18	13,5	5	13	2,5	1,5	0	0	2,5	1,5	0	0	1,5	1	0	0
7,5	43,5	34,5	20	46	3	2	0	0	4	2,5	0	0	2	1	0	0
10,0	104,5	86,5	24	77	5	3	2	2	4	3	0,5	0,5	2,5	1,5	0	0
12,5	-	-	-	-	12	9,5	5	4	6	4	1,0	0,5	3	2	0	0
15,0	-	-	-	-	24	20	12	20	10	7	3,5	4	3	2	0	0
17,5	-	-	-	-	59	54	36	42	25	20	8	11	3,5	3	0	1
20,0	-	-	-	-	138	130	65	86	40	32	11	14	4	3,5	0	0
22,5	-	-	-	-	-	-	-	-	82	68	30	32	5	4	1	1
25,0	-	-	-	-	-	-	-	-	286	220	106	144	6	5	2	2
27,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	7	4	5

Fonte: YUANZHI QU *et al.*, 2009

4.1.3.2 Efeito da POAM na dispersão dos folhelhos

Os resultados dos ensaios de dispersão dos folhelhos (Tabela 3) indicaram que o taxa de recuperação aumentou após adição de 2% em peso de POAM em três sistemas diferentes.

Tabela 3 – Taxa de recuperação dos folhelhos em diferentes sistemas de fluidos.

Amostra	Formulação do fluido	Recuperação total
1#	11,5% formato de sódio + 1,3% amido de modificado + 0,6% GX	67,0%
2#	11,5% formato de sódio + 1,3% amido de modificado + 0,6% GX + 2% POAM	89,0%
3#	5% KCl + 0,5% UltraCap + 1% PAC-Lv + 0,5% GX (1,20 g/cm ³ com barita)	72,3%
4#	5% KCl + 0,5% UltraCap + 1% PAC-Lv + 0,5% GX + 2% POAM (1,20 g/cm ³ com barita)	90,3%
5#	5% KCl + 2% CSW-1 + 3% CMS + 0.2% 80A51 + 0.3% GX + 2% CMJ-2 + 1% JYW-1	59,3%
6#	5% KCl + 2% CSW-1 + 3% CMS + 0.2% 80A51 + 0.3% GX + 2% CMJ-2 + 1% JYW-1 + 2% POAM	65,7%

Fonte: YUANZHI QU *et al.*, 2009

Especialmente para os dois primeiros sistemas, a taxa de recuperação de folhelho aumentou de 67,0% a 89,0% e de 72,3% para 90,3%, respectivamente. Uma vez que os folhelhos tiveram um alto conteúdo de minerais de argila, a POAM exibiu uma boa propriedade inibidora e reduziu a hidratação dos folhelhos eficientemente.

4.1.3.3 Compatibilidade da POAM com outros aditivos

Os resultados do teste de compatibilidade são apresentados na Tabela 4. A adição do inibidor POAM não teve influência nas propriedades reológicas e na perda

por infiltração sendo compatível com os aditivos convencionais de fluidos de perfuração a base de água.

Tabela 4 – Efeito de POAM sobre as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração à base de água.

Número de teste	Φ_{600}	Φ_{300}	Φ_3	G_{10}°	Filtrado API	VA	VP	LE
1#	68	52	16	7	8,4	34	16	18
2#	65	50	15	6,5	9,2	32,5	15	175
3#	76	57	11	5	6	38	19	19
4#	62	50	9	3,5	6,4	31	12	19

Fonte: YUANZHI QU *et al.*, 2009

4.1.4 Conclusão

Os ensaios de dispersão de Na-MMT, as medidas de viscosidade relativas sugeriram que a adição de Na-MMT teve pouca influência sobre as propriedades reológicas da solução POAM.

A POAM exibiu superior desempenho para inibir a hidratação e inchamento da Na-MMT. Dentro do teste de dispersão de cascalho de folhelho, a taxa de recuperação dos cortes de folhelho aumentou após a adição de 2% em peso de POAM em vários fluidos de perfuração à base de água.

O teste indicou que POAM poderia suprimir a hidratação e inchamento de argilas de forma eficaz. A determinação da toxicidade e compatibilidade de POAM mostrou que foi favorável ao meio ambiente e compatível com outros aditivos de fluidos de perfuração convencionais.

4.2 Artigo: “Effects of carbon ash on rheological properties of water-based drilling fluids” (XIANGHAI *et al.*, 2012)

O artigo apresentado analisou a influência das cinzas de carbono e suas modificações nas propriedades reológicas de dispersões de bentonita em um fluido de perfuração à base de água. Foram investigados sistematicamente: a viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE), bem como a razão entre o

limite de escoamento e a viscosidade plástica (RYP), segundo o modelo de Bingham. O modificador reológico (RM) também foi utilizado para comparações.

As cinzas de carbono são um tipo de pó industrial proveniente da carbonização de polímeros de alta temperatura. Os polímeros são carbonizados em carvão amorfo, e adicionados óxidos metálicos tais como óxido de zinco e óxido de ferro que oferecem proteção e, embora a utilização de cinzas de carbono em fluidos de perfuração tem potencial comercial, tem sido raramente estudados. As cinzas de carbono possuem propriedades hidrofóbicas e dificuldade de dispersar em água uniformemente.

4.2.1 Aditivos utilizados

Os aditivos utilizados foram:

- Bentonita, obtida da Tianyu Bentonite Factory (Henan, China);
- cinzas de carvão, provenientes da Kaitai Company (Shandong, China);
- modificador reológico, obtido da The Yangshi Co. (Shanghai, China);
- cloreto de sódio (NaCl) e brometo de hexadeciltrimetil amônio (CTAB), adquiridos da Beijing Reagent Co. (Beijing, China).

4.2.2 Metodologia

4.2.2.1 Preparação da dispersão de bentonita

A dispersão de bentonita foi preparada com quantidades diferentes de bentonita (3 g, 4 g e 5 g) em 100 ml de água destilada e agitada em 10.000 rpm por 20 min. A dispersão de bentonita foi agitada por 24 h, em temperatura ambiente.

4.2.2.2 Modificação da cinza de carbono

A cinza de carbono é um pó inorgânico difícil de dispersar em água. Assim, foi utilizado CTAB (Brometo de amônio hexadeciltrimetil) para modificar a superfície da cinza de carbono na concentração de 0,05 g de CTAB em 100 ml de água. Então, em 5 g de cinzas de carbono foram adicionados a solução de CTAB sob agitação por 30 min. Por fim, filtrado e seco a 80°C por 2 h.

4.2.2.3 Caracterização reológica

O experimento das propriedades reológicas foi realizado no viscosímetro (ZNN-D6S). A dispersão de bentonita foi agitada em 10.000 rpm por 5 minutos, e depois de mais uma adição foi agitada por mais 5 minutos novamente.

A perda por filtração da dispersão de bentonita foi medido em um filtro prensa API sob pressão de 689.5 kPa (100 psi) por 30 minutos. A densidade da dispersão de bentonita foi determinada em temperatura ambiente.

4.2.3 Resultados e discussões

4.2.3.1 Caracterização das cinzas de carbono

A composição das cinzas foi determinada por WD-XRF (Fluorescência de Raio-X) no Thermo Electron Corporation ARL ADVANT XP⁺ em temperatura ambiente e o resultado está mostrado na Tabela 5. O principais elementos são C, O, Zn e Fe detectado na Difração de Raio-X.

Tabela 5 – Composição das cinzas de carbono.

Componente	C	O	Si	S	Cl	Ca	Fe	Zn	Br	Outros
(%)	53,6	9,73	0,304	1,18	1,51	0,224	1,96	30,2	0,402	0,89

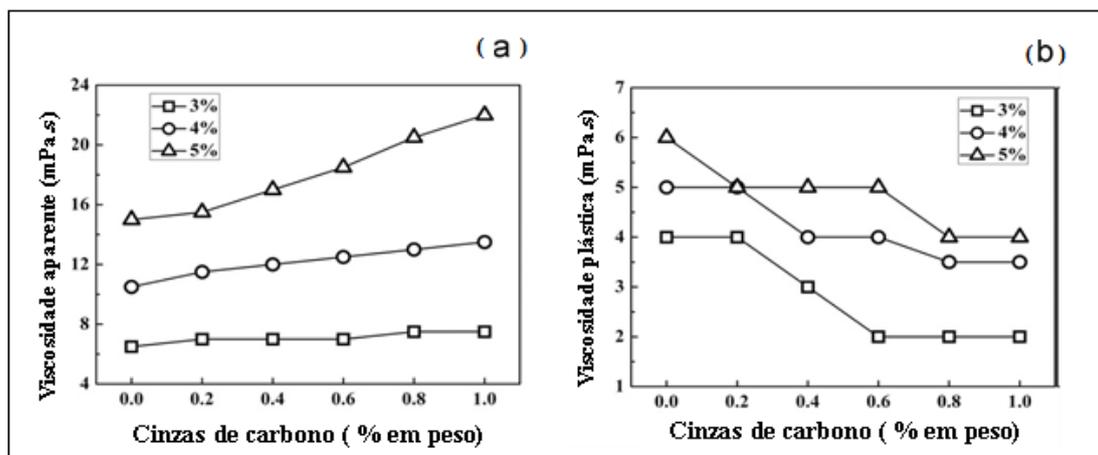
Fonte: XIANGHAI *et al.*, 2012.

4.2.3.2 Influência das cinzas de carbono nas propriedades reológicas dos fluidos

Para investigar os efeitos nas propriedades reológicas do fluido aquoso, as cinzas do carbono foram adicionadas na dispersão de bentonita em diferentes concentrações (0,2 g, 0,4 g, 0,6 g, 0,8 g e 1,0 g), por exemplo, 0,2 g de cinza de carbono foram introduzidas em 100 g da dispersão de bentonita (0,2 g/100 g).

A variação da viscosidade (aparente e plástica) está ilustrada na Figura 5, esses parâmetros refletem na fluidez do fluido de perfuração.

Figura 5 – Viscosidade da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono: (a) VA; (b) VP.



Fonte: XIANGHAI *et al.*, 2012

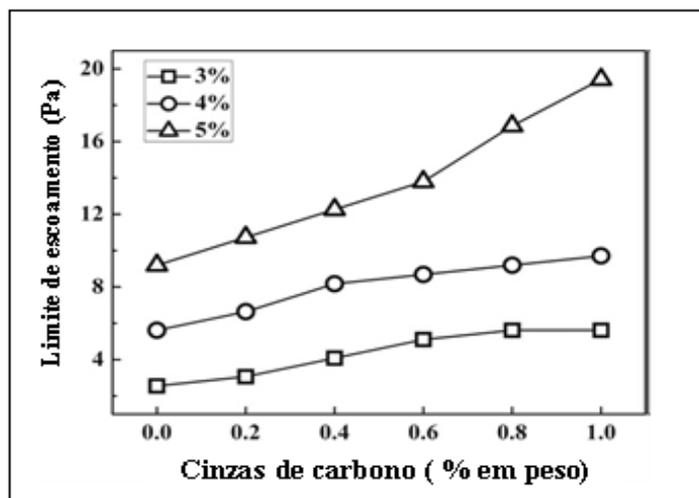
Verificou-se, na Figura 5 (a), que a viscosidade aparente (VA) da dispersão de bentonita incorporada as cinza de carbono foi crescendo gradualmente com adição do carbono, que indicou que a dispersão tem melhor fluidez. Comparando-se 3% a 5% da dispersão de bentonita, e quando o teor de sólidos nos fluidos de perfuração é pequeno, aumenta-se de forma constante a viscosidade aparente, permitindo um bom controle do fluxo de fluidos de perfuração.

A alteração na viscosidade mostrado na Figura 5 (b) é devido às interações eletrostáticas entre as partículas de bentonita e de cinzas de carbono. Como o carbono é adsorvido em partículas de bentonita, a estrutura do gel de dispersão de bentonita é destruída, o que resulta na quebra da viscosidade.

Observou-se, na Figura 5 (b), que a viscosidade plástica (VP) da dispersão de bentonita incorporada a cinza de carbono exibe uma tendência decrescente com o aumento da concentração de cinzas de carbono, o que indica que a fricção interna da dispersão de bentonita aumenta gradualmente e o teor de sólidos da dispersão de bentonita aumenta.

O limite de escoamento (LE) é um importante parâmetro reológico para fluidos de perfuração, e reflete a resistência do fluxo necessário para iniciar o movimento do fluido. A Figura 6 representa o LE da dispersão de bentonita com concentrações diferentes.

Figura 6 – Limite de escoamento da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono.

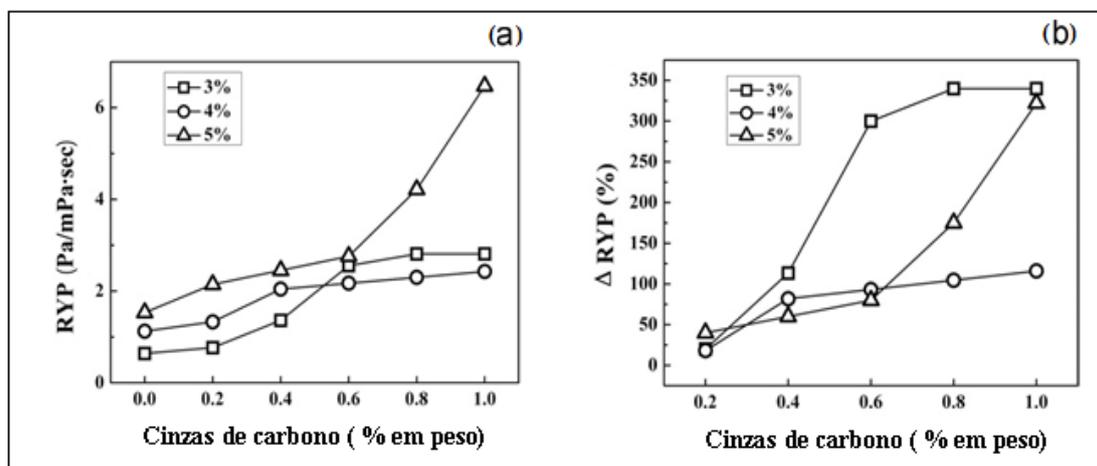


Fonte: XIANGHAI *et al.*, 2012

Observa-se que limite de escoamento aumenta quando o teor de sólidos da dispersão de bentonita é baixo, e os resultados indicam que as propriedades reológicas de fluidos de perfuração podem ser controladas pela adição de cinzas de carbono, especialmente para o baixo teor de sólidos da dispersão de bentonita.

A razão entre o limite de escoamento e a viscosidade plástica (RYP) é outro parâmetro reológico importante, refere-se à capacidade carrear os cascalhos. De acordo com a Figura 7, a variação em RYP é semelhante ao do LE mostrado na Figura 6, assim RYP aumenta com o aumento da concentração de cinza de carbono.

Figura 7 – Limite de escoamento da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono: (a) RYP; (b) Δ RYP.



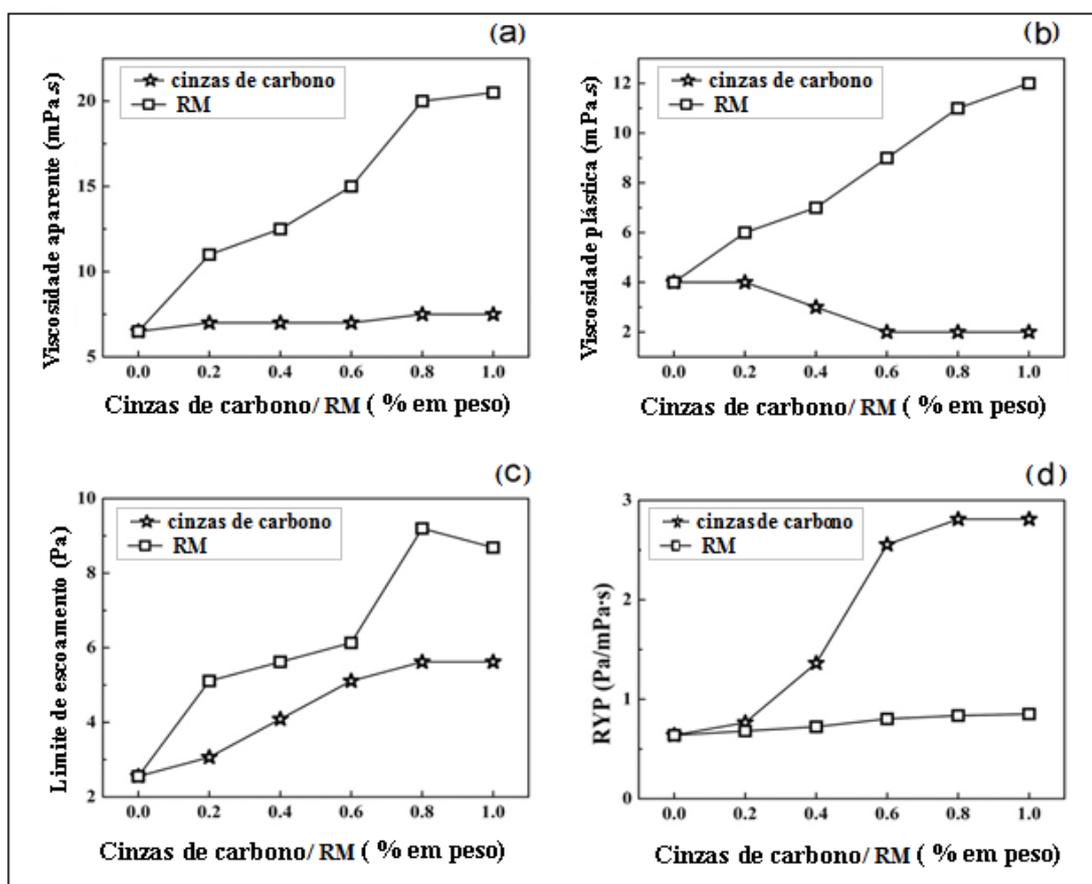
Fonte: XIANGHAI *et al.*, 2012

Nota-se na Figura 7 (a), que a RYP na dispersão de bentonita com incorporação de cinzas de carbono mostra uma queda abrupta a 0,4% em peso e 0,8% em peso quando o teor de sólidos da dispersão de bentonita é de 3% em peso e 5% em peso, respectivamente.

A variação da viscosidade plástica e limite de escoamento (ΔRYP) é mostrada na Figura 7 (b). Observa-se claramente que ΔRYP da dispersão de bentonita aumentou acentuadamente com o aumento da concentração de cinzas de carbono, o que indica a melhoria na capacidade de transportar cascalhos de perfuração na dispersão de bentonita. Quando o teor de sólidos é baixo (3%) o ΔRYP atinge o máximo, nota-se que a capacidade de transportar cascalhos de perfuração é mais forte.

A fim de avaliar os efeitos de cinzas de carbono sobre as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração, o modificador reológico comercialmente disponível (RM) foi utilizado para comparação, e os resultados comparativos incluindo VA, VP, LE e RYP são exibidos na Figura 8.

Figura 8 – Influência da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono/RM:
(a) VA; (b) VP; (c) LE e (d) RYP.



Fonte: XIANGHAI *et al.*, 2012

Observa-se que na Figura 8 (a), a viscosidade aparente da dispersão de bentonita com RM sobe extraordinariamente com as concentrações cada vez maiores de RM, onde, como o de cinzas de carbono exibe uma tendência mais suave, indica que a cinza de carbono incorporada na dispersão de bentonita tem a melhor fluidez do que a RM.

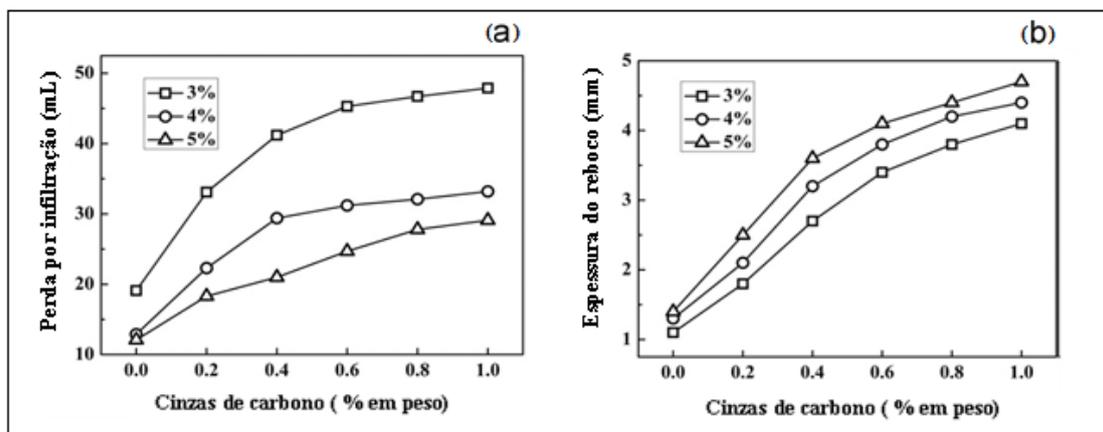
As variações na viscosidade plástica são ilustradas na Figura 8 (b). A VP da dispersão de bentonita com RM também mostra um aumento acentuado de 4,0 mPas a 12,0 mPas. No entanto, a adição de cinzas de carbono conduz a uma diminuição na VP de 4,0 a 2,0 mPas. Os resultados experimentais ilustraram que a cinza de carbono poderia enfraquecer o atrito interno da dispersão de bentonita conforme a Figura 8 (c), YP de dispersão de bentonita com cinzas de carbono e RM mostra a tendência de aumento.

A RYP de dispersão de bentonita com a cinza de carbono e RM são mostrados na Figura 8 (d), e pode ser visto claramente que a adição das cinzas de carbono leva a aumento mais acentuado do que RM em RYP.

4.2.3.3 Influência das cinzas de carbono na perda por infiltração e na densidade dos fluidos de perfuração aquosos

A perda por infiltração e a espessura do reboco são mostradas na Figura 9. Observou-se que a espessura do reboco, Figura 9 (a), e a perda por infiltração, Figura 9 (b), aumentaram à medida que se aumentou a concentração de cinzas de carbono. Isto é devido à adsorção eletrostática das partículas de bentonita, o que reduz a capacidade de retenção de água e a aglomeração entre as partículas.

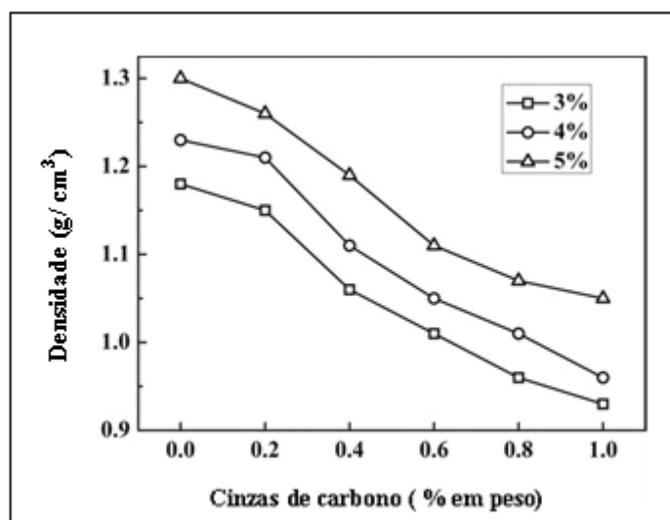
Figura 9 – (a) Perda por infiltração e (b) espessura do reboco da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono.



Fonte: XIANGHAI *et al.*, 2012

A influência de cinzas de carbono sobre a densidade da dispersão de bentonita é mostrada na Figura 10, e os resultados mostraram que a densidade diminui gradualmente à medida que a adição de cinzas de carbono aumenta. Isso também é devido à redução de aglomeração entre as partículas de bentonita.

Figura 10 – Densidade da dispersão de bentonita com concentrações diferentes de cinzas de carbono.



Fonte: XIANGHAI *et al.*, 2012

4.2.4 Conclusão

As cinzas de carbono podem melhorar as propriedades reológicas, especialmente para o baixo teor em sólidos de fluidos de perfuração à base de água. A adição de cinzas de carbono pode resultar no aumento do LE e RYP, mas ligeira variação na viscosidade.

A densidade dos fluidos de perfuração à base de água diminui e a espessura do reboco e perda por infiltração aumenta com a adição de cinzas de carbono na dispersão de bentonita.

Os resultados experimentais mostraram que a cinza de carbono é aditivo potencial para melhorar as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração à base de água.

4.3 Artigo: “Effect of water-based drilling fluid components on filter cake structure” (YAO RUGANG *et al.*, 2014)

O artigo mostra a importância do estudo da filtração de fluidos de perfuração. Os componentes dos fluidos de perfuração podem influenciar bastante nas características do reboco. A homogeneidade do reboco, por sua vez, influencia as propriedades do processo de filtração. Este estudo visa compreender a estrutura do reboco do fluido de perfuração nas seções não-reservatório e proporcionar uma nova visão sobre a estrutura.

4.3.1 Aditivos utilizados

A Tabela 6 resume os aditivos do fluido de perfuração.

Tabela 6 – Caracterização do fluido de perfuração.

Componentes	Fórmula química ou Composição elementar	Análise de elementos
Bentonita (viscosificante)	$Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot H_2O$	Si, Al
Resina fenólica sulfometilada de sódio (reductor de filtrado)	C, H, N, S, O, Na	C, N
Gilsonita Sulfonada de sódio (reductor de filtrado)		
Glicol polietileno (lubrificante)		
Trietil amido hidratado		
Dodecil sulfonato benzeno (tensoativo aniônico)		
Barita	$BaSO_4$	Ba
Hematita	Fe_2O_3	Fe

Fonte: YAO RUGANG *et al.*, 2014

A Tabela 7 resume as propriedades do fluido de perfuração. Os resultados mostraram que os parâmetros reológicos e a perda de fluido aumentaram com a sua densidade.

Tabela 7 – Propriedades do fluido de perfuração.

Experimento	Tipo de fluido de perfuração	$\rho/g/cm^3$	Temperatura de envelhecimento	VA	VP	Limite de escoamento	Ge	API	HTHP	
				mPa.s	mPa.s	Pa	($10^0/10^7$) Pa/Pa	FL/mL	FL/mL	h/mm
#1	Fluido a base de água pura	-	Temperatura ambiente	13,0	11,0	2,0	0/1,5	1,5	-	-
		-	150°C/16h	19,0	14,0	5,0	1,5/8,0	2,0	14,2	2,0
#2		2,10	150°C/16h	62,0	53,0	9,0	4,0/17,0	2,0	15,0	5,3
#3		2,30	150°C/16h	79,0	57,0	22,0	11,0/34,0	1,4	23,0	9,8
#4		1,22	Temperatura ambiente	13,5	12,0	1,5	0,03	3,4	-	-
#5	Fluido a base de salmoura	1,50	150°C/16h	50,0	38,0	12,0	3,0/18,5	2,0	12,0	4,2
#6		1,80	150°C/16h	56,0	43,0	13,0	4,0/15,5	2,0	10,0	3,2
#7		2,10	150°C/16h	66,0	47,0	19,0	12,0/35,0	5,0	21,0	8,7
#8		2,30	150°C/16h	75,0	50,0	25,0	13,0/33,0	5,0	36,0	15,2

Fonte: YAO RUGANG *et al.*, 2014

Legenda: VA: Viscosidade Aparente; VP: Viscosidade Plástica; LE: Limite de Escoamento; Gel_{10} "é a leitura do gel a 10 s; $G10'$ é a leitura do gel a 10 min; FL_{API} : Volume de filtrado em célula API; FL_{HTHP} : Volume de filtrado a alta temperatura e alta pressão; h: altura do reboco. Todas as propriedades tomadas à temperatura ambiente, exceto FL_{HTHP} feita a 150 °C com diferencial pressão de 3,5 MPa.

4.3.2 Metodologia

A distribuição espacial da estrutura física e química do reboco foi caracterizada por várias técnicas analíticas, incluindo teste de perda de fluido a alta temperatura e alta pressão (HTHP) e teste de azul de metileno (MBT).

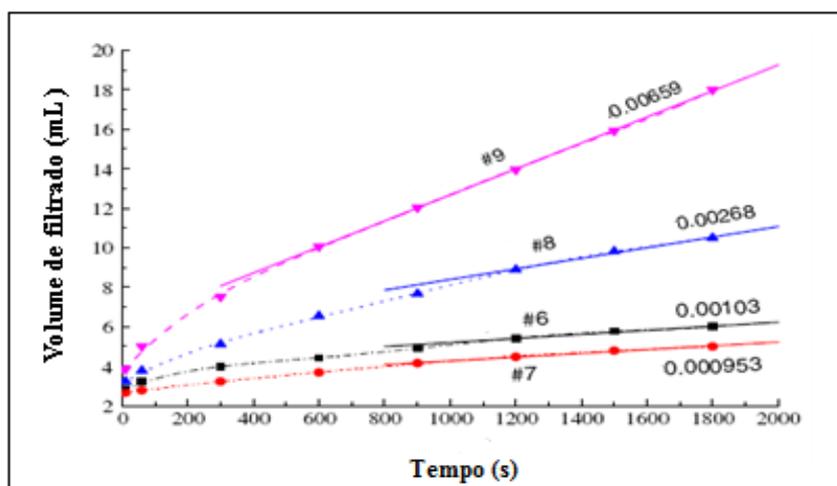
4.3.2.1 Teste de perda de fluido em HTHP e preparação da amostra de reboco

Os ensaios em HTHP de perda de fluido foram realizados sob um diferencial de pressão de 500 psi a 150°C, de acordo com a API RP 13I.

Após a filtração, o reboco foi removido da célula de filtração e então revestido com uma camada condutora de 5 nm de Ouro (Au) antes da análise MEV e EED. O reboco foi congelado a -22 °C, antes de ser fixado sobre uma plataforma da amostra usando temperatura ótima de corte (OTC) (SULEK, 2006). Após a medição da espessura, pedaços de camadas de reboco foram cortados em fatias horizontais, em um terço dos intervalos (d) de espessura.

A perda de fluido foi medida após um período de 30 minutos e os resultados (#EXP de 6 a 9) estão representados na Figura 11. A perda de fluido aumentou linearmente com o tempo. A inclinação é igual à taxa de fluxo. A taxa de fluxo de fluido aumentou cada vez que o volume final de filtrado aumentou.

Figura 11 – Volumes acumulados de filtrado em função do tempo para fluidos de perfuração.



Fonte: YAO RUGANG *et al.*, 2014

4.3.2.2 Água adsorvida e análise de teor de polímeros

Depois que o reboco foi secado em estufa a 100°C durante 6 horas, o conteúdo de água adsorvida no reboco foi determinada a partir da diferença de peso. Os agentes de tratamento usados neste trabalho foram feitos principalmente de C, H, O, N, S, e alguns outros elementos químicos. Dada uma temperatura suficientemente alta, a

maioria destes agentes iria queimar e se transformar em gases. Assim, depois que o teor de água adsorvida foi medido, o teor de polímero no reboco foi determinado a partir da diferença de peso após a queima do reboco em forno mufla a 700°C durante 30 minutos.

4.3.2.3 Análise de MBT (teste de azul de metileno)

Uma amostra de 1,0 g de pó de um reboco foi pesada, disperso em aproximadamente 10 ml de água deionizada e agitada por 5 minutos. Os reagentes, aparelhos e procedimentos de ensaio estão em conformidade com API RP 13I (HANKE, 2009).

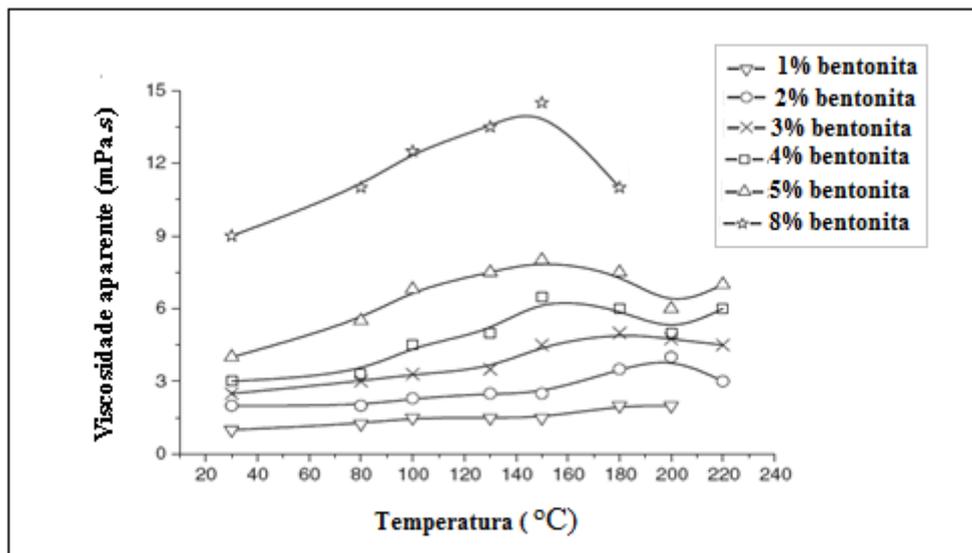
A capacidade de adsorção do corante azul de metileno na amostra do reboco, a C_{MBT} , expresso em miliequivalentes por cem gramas (meq/100 g), é calculada por $C_{MBT} = V/M_B$, em que V é o volume da solução azul de metileno utilizado na titulação (ml), e M_B é a massa da amostra do reboco (g).

4.3.3 Resultados e discussões

4.3.3.1 Dispersão de bentonita e coalescência

Várias formulações de fluidos de perfuração foram feitas com diferentes teores de bentonita (Figura 12). Foram observados os comportamentos reológicos das suspensões em diferentes temperaturas de envelhecimento. Os resultados resumidos na Figura 12 mostram que a viscosidade aparente (VA) aumenta com o aumento da temperatura. No entanto, diminui com o aumento da temperatura quando a temperatura é mais elevada do que a temperatura crítica de coalescência do fluido. Em um elevado teor de bentonita, há um aumento na probabilidade de choques entre as placas de partículas de argila.

Figura 12 – Viscosidade aparente do fluido de perfuração após envelhecimento em temperaturas diferentes.

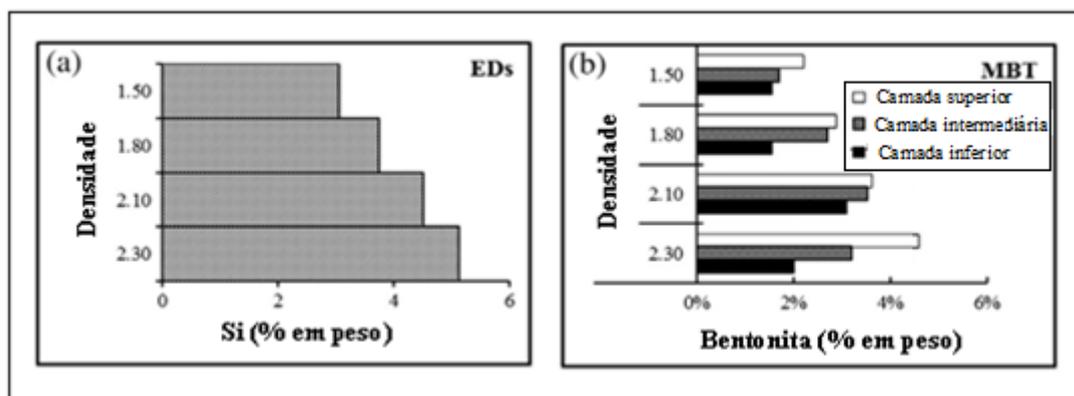


Fonte: YAO RUGANG *et al.*, 2014

4.3.3.2 Teor de Bentonita

O teor em massa de bentonita no reboco foi conduzido pela EED e MBT, separadamente.

Figura 13 – Si e teor de bentonita no reboco utilizando métodos diferentes: a) Os resultados com rótulo de EDS são resultados de análises de EDS; b) os resultados com o rótulo de MBT foram obtidos pelo teste de azul de metileno.



Fonte: YAO RUGANG *et al.*, 2014

O peso da sílica (Si) é um reflexo do teor de bentonita. Quanto maior o teor de Si, maior será o teor de bentonita. O método MBT é baseado no valor de C_{MBT} , e o teor de bentonita, BC, pode ser calculado pela $BC = C_{MBT}/70$. As tendências similares de teor de bentonita com a densidade do fluido foram obtidas por ambos os métodos, como mostrado na Figura 13.

4.3.4 Conclusão

Os resultados mostraram que o reboco obtido da filtração foi heterogêneo não só na estrutura, mas também em composição. As estruturas e composição do reboco alteraram-se significativamente a partir do reboco superior para o reboco inferior. Os componentes do fluido de perfuração têm um efeito não negligenciável sobre as características do reboco. Alto teor de argila resulta em menor compactação do reboco devido à coalescência de argila em alta temperatura.

As composições elementares ilustradas mostraram que os resultados de contaminação por eletrólito em maior tamanho de poro do reboco, em comparação com o reboco formado pelo fluido de perfuração de água doce com base não contaminada. O reboco de fluido de perfuração de alta densidade apresentou uma estrutura solta, quando comparada com a do fluido de perfuração de densidade baixa.

5 PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CARACTERIZAÇÃO PARA FLUIDO DE PERFURAÇÃO AQUOSO

Após a revisão dos artigos, foi possível realizar a formulação de um fluido de perfuração aquoso, através de reagentes de fácil acesso e favoráveis ambientalmente.

5.1 Aditivos

As proporções indicadas são resultados de uma pesquisa que irá ser base de testes iniciais. Estes aditivos cumprirão as diferentes funções necessárias à funcionalidade do fluido. São eles: adensante, viscosificante, inibidor, redutor de filtrado, lubrificante e etc.

5.2 Metodologia

Todos os aditivos serão adicionados no misturador Hamilton Beach em agitação média, conforme a sequência de aditivos da Tabela 8. As proporções indicadas são resultados da pesquisa que irá ser base de testes iniciais.

Tabela 8 – Formulação proposta.

Aditivos	Concentração	Função	Tempo de Agitação
Água Industrial	1bbl-eq	Fase Contínua	-
Na ₂ CO ₃	0,5 ppb	Controle da dureza	5 min
Argila Ativada	10 ppb	Viscosificante	10 min
CSW-1	2 ppb	Inibidor Catiônico	5 min
Goma Xantana	2 ppb	Viscosificante	10 min
NaOH	0,5 ppb	Alcalinizante	5 min
HP-Amido	3 ppb	Controle de Filtrado	10 min
KCl	10 ppb	Inibidor de argila	5 min
Glutaraldeído	0,3 ppb	Bactericida	5 min
Calcita fina (Ca ₂ CO ₃)	9 ppb	Adensante	10 min
POAM	2 ppb	Inibidor de argila	5 min
Cinzas de carbono	2 ppb	Modificador Reológico	5 min

Trabalho de Conclusão de Curso

Para o fluido proposto poderão ser realizados os ensaios, segundo os procedimentos relacionados, os procedimentos dos testes segundo as normas vigentes (ISO 10414-1:2001: Field testing of drilling fluids - Part 1: Water-based fluids; API 13 B1: Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids: 2003 Petrobras/E&P-Serv/SF/PE-3D-00313: Testes de Laboratório para Fluidos de Perfuração):

- Teste de peso específico com balança pressurizada
- Teste de filtrado API
- Teste de pH
- Teste de alcalinidades - fluido a base água
- Teste de cloretos - fluidos base água
- Teste de dureza total, Ca^{++} e Mg^{++}
- Teste de teor de areia - fluido a base água
- Teste de MBT (Teste de azul de metileno)
- Teste de reologia e géis
- Teste de retorta
- Teste de lubricidade

Após realização dos testes, serão analisadas com ênfase apenas as propriedades reológicas, filtrado API, MBT e Salinidade para alcançar concentrações ótimas de redutores de filtrado, viscosificante (argila ativada) e inibidores de argila (KCl), POAM, cinzas de carbono. Através destes estudos pode-se propor novas melhorias para solução de problemas relacionados às perdas por infiltração e de inibição de argilas.

6 CONCLUSÃO

Diante dos resultados apresentados nos artigos estudados foi proposta uma metodologia para a formulação de um fluido de perfuração à base de água a ser utilizado em formações argilosas. Entre os aditivos recomendados destacam-se o inibidor de argila (POAM), cloreto de potássio (KCl), e o redutor de filtrado, HP-amido comumente utilizados em operações de campo devido aos seus baixos custos e baixas toxicidade.

O POAM auxiliou na inibição da argila e foi um aditivo compatível com a argila. Ele suprime a hidratação e inchamento de argilas de forma eficaz e foi compatível com outros aditivos de fluidos de perfuração convencionais.

As cinzas de carbono influenciam positivamente nos parâmetros reológicos do fluido também na perda por infiltração.

Os componentes do fluido de perfuração são importantes sobre as características do reboco. Alto teor de argila resulta em menor compactação do reboco devido à coalescência de argila em alta temperatura.

No entanto, para avaliar a eficiência do fluido sugerido, as análises de laboratórios devem ser realizadas a fim de se obter as concentrações ótimas dos inibidores de argila e redutores de filtrado.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L; **Avaliação de fluido de perfuração de base aquosa contendo poliglicóis modificados**. 62 f. Trabalho Final de Curso- Curso de Engenharia do Petróleo. UFRJ, Rio de Janeiro-RJ, 2010.

AMOCO PRODUCTION COMPANY. **Drilling Fluids Manual**. Disponível em: <www.4shared.com>. Acesso em: 20 de Outubro de 2015.

AMORIM, L. V. **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo**. 290 p. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2003.

BISPO, V. D. da S., **Desenvolvimento de um sensor virtual para estimativa da viscosidade aparente de fluidos de perfuração à base de água**. 58 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, 2014.

CHIEZA, C. P. **Diagnósticos de problemas operacionais durante a perfuração de poços de petróleo**. Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2011.

DONHAM, F., YOUNG, S. High performance water-based drilling fluids design. In: Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, **Ravenna**, Italy, March 25-27, 2009.

FOX, Robert W., McDonald, A. T, PRITCHARD, P. L; **Introdução à Mecânica dos Fluidos**. 7ª Ed. Editora LTC, 2010.

GONZÁLEZ. J.M., F. QUINTERO, J.E. ARELLANO, R.L. MÁRQUEZ, C. Sánchez, D. Pernía. Effects of interactions between solids and surfactants on the tribological properties of water-based drilling fluids *Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects* 391, 216– 223, 2011.

GRACA, M, J. BONGAERTS, J.R. Stokes, S. Granick, Friction and adsorption of aqueous polyoxyethylene (Tween) surfactants at hydrophobic surfaces, **J. Colloid Interface Sci.** 315, 662–670, 2007.

HAMED. S. Baba, M. BELHADRI, Rheological properties of biopolymers drilling fluids, **J. Pet. Sci. Eng.** 67, 84–90, 2009.

HANKE St., I. Samerski, J. Schofer, A. Fischer, The role of wear particles under multidirectional sliding wear, **Wear** 267, 1319–1324, 2009.

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

OLIVEIRA, A. K. C. Estudos preliminares sobre a formulação de um fluido de perfuração à base água. **In: Congresso Norte e Nordeste de Pesquisa Inovação**, 2012.

PETROBRAS. **Ensaio de Viscosidade para Fluidos de Perfuração a Base de Água na exploração e Produção de Petróleo**, 1998.

Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids. API Recommended Practice 13I, ANSI/API 13I/ISO 10414-1, Second Edition, March 2008.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Editora Interciência. Rio de Janeiro/RJ, 2006.

SHIROMA, P. h. **Estudo do comportamento reológico de suspensão aquosa de bentonita e CMC: influência da concentração do NaCl.** Ed. Ver- São Paulo, 130 p., 2012.

SIFFERMAN, R.H ; T.M.M. Muijs, G.F. Fanta, F.C. Felker, S.M. Erhan, Starch-lubricant compositions for improved lubricity and fluid loss in water-based drilling muds, SPE 80213, **In: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry**, 2003.

STAMATAKIS, E., THAEMLITZ, C.J., COFFIN, G., REID, W., 1995. A new generation of shale inhibitors for water-based muds. **In: SPE/IADC 29406. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 28 February-2 March, 1995.**

SUEHARA, B. B.; **Síntese de Nanoaditivo de Argila Bentonítica para Formulação de Fluidos de Perfuração à Base de Água.** Monografia de Projeto de Graduação – Universidade de Brasília, Campus Gama. Faculdade do Gama (FGA). Engenharia de Energia. Gama-DF, 2013.

TAVARES, P. M.; Procedimentos de Laboratório para Testes de Fluidos Base Água. Apostila do curso: CQP Fluidos de Perfuração e Completação Disciplina Fundamentos de Filtração. Material compilado e adaptado de: **Procedimentos do API e da Petrobras, por Técnico de Fluidos.** SENAI / CETIND - Lauro de Freitas – Bahia, 2010.

THOMAS, J. E., organizador. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Interciência, Rio de Janeiro, RJ, 2004.

XIANGHAI, M.; YIHEZ, H.; FENGSHAN, Z.; PAULK, C. Effects of carbon ash on rheological properties of water-based drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering** 100, 1–8, 2012.

YAO, R.; JIANG, G.; LI, W.; DENG, T.; ZHANG, H. Effect of water-based drilling fluid components on filter cake structure. **Powder Technology** 262, 51–61, 2014.

YUANZHI, Q.; XIAOQING, L.; LAIFANG, Z.; YINAO, S. Polyoxyalkyleneamine as shale inhibitor in water-based drilling fluids. **Applied Clay Science.** Applied Clay Science 44, 265–268, 2009.