



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA - CT
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO - CEP

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DOS EFEITOS DA CONTAMINAÇÃO POR ARGILA E Ca(OH)_2 EM UM
FLUIDO AQUOSO SALGADO TRATADO COM POLÍMEROS**

Heraldo da Silva Albuquerque

Orientadora: Prof. Dra. Vanessa Cristina Santanna

Natal-RN
Dezembro de 2016

HERALDO DA SILVA ALBUQUERQUE

**ESTUDO DOS EFEITOS DA CONTAMINAÇÃO POR ARGILA E Ca(OH)_2 EM UM
FLUIDO AQUOSO SALGADO TRATADO COM POLÍMEROS**

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 de 2016

HERALDO DA SILVA ALBUQUERQUE

**ESTUDO DOS EFEITOS DA CONTAMINAÇÃO POR ARGILA E $\text{Ca}(\text{OH})_2$ EM
UM FLUIDO AQUOSO SALGADO TRATADO COM POLÍMEROS**

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, 06 de dezembro de 2016.



Prof. Dra. Vanessa Cristina Santanna
Orientadora - UFRN



Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte
Membro Examinador – UFRN



Dra. Jéssica Emanuela de Araújo Fernandes
Membro Examinador

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha esposa, Vanessa Medeiros de Lacerda Albuquerque, que tanto me incentivou para que eu conquistasse mais esse objetivo da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus pela benção da vida, pela saúde para poder lutar e conquistar tudo que desejo.

Aos meus pais, Everaldo Leobino de Albuquerque e Helena da Silva Albuquerque, pela educação, preparo para a vida, pelo cuidado e atenção que têm e sempre tiveram comigo.

À minha esposa, Vanessa Medeiros de Lacerda Albuquerque, que sempre me incentiva a lutar pelos meus objetivos.

Aos professores da graduação de engenharia de petróleo, Vanessa Cristina Santanna e Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte que sempre me incentivaram a prosseguir no curso, que sempre se preocuparam com o meu avanço pessoal e profissional e pelo aprendizado de cada dia que eles sempre me passam.

Aos demais professores, Edney Galvão, Flávio Medeiros, Gustavo Lira, Jennys Barillas, José Altamiro, Marcos Rodrigues e Wilaci Junior pelos ensinamentos

À minha orientadora, professora Dr.^a Vanessa Cristina Santanna pela atenção, apoio e compreensão para executar este trabalho.

À doutora Jéssica Emanuela de Araújo Fernandes por estar presente na banca examinadora, contribuindo com a otimização do trabalho.

À minha amiga Lidiane de Araújo que tanto contribuiu para o desenvolvimento destes trabalho.

À doutoranda Laís, que acrescentou informações e deu suporte para a realização do trabalho.

ALBUQUERQUE, Heraldo da Silva. **Estudo dos efeitos da contaminação por argila e $\text{Ca}(\text{OH})_2$ em um fluido aquoso salgado (NaCl) tratado com polímeros.** Trabalho de Conclusão de Curso. Coordenação do Curso de Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2016.

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

RESUMO

Durante a perfuração de poços de petróleo, geralmente, são encontradas dificuldades ao atravessar camadas de rochas conhecidas como folhelhos. Estes, por sua vez, possuem, normalmente, em sua composição, um percentual de argila que em muitas situações são reativas, podendo ser levemente, média e de alta reatividade devido à sua hidratação em presença de água. Os fluidos aquosos, geralmente, apresentam mais dificuldades quanto à inibição dessas argilas do que os fluidos não-aquosos. Essas argilas sofrem hidratação, expandindo-se, podendo ocasionar redução do diâmetro do poço (obstrução do espaço anular), prisão da coluna de perfuração, decantação de cascalhos no fundo do poço, encrascamento da broca, desmoronamento das paredes do poço e alargamento do poço. Um outro problema comumente encontrado é quanto à contaminação do fluido aquoso por cimento durante operações de cimentação de revestimento e tampões de cimento. O hidróxido de cálcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) presente na composição do cimento pode causar sérios problemas às propriedades do fluido de perfuração, tais como: aumento de pH, aumento do filtrado, viscosidade aparente, géis, limite de escoamento e teor de cálcio. Este trabalho estudou os efeitos da contaminação por argila e por $\text{Ca}(\text{OH})_2$ em um fluido de perfuração salgado com cloreto de sódio (NaCl) tratado com polímeros. Os resultados obtidos mostraram variações nas propriedades (viscosidade, filtrado, pH, alcalinidade e o Methylene Blue Test (MBT)) do fluido. O fluido contaminado com argila, quando comparado com o fluido original, sem contaminantes, não apresentou mudanças significativas na reologia, mostrando que os inibidores atuaram de forma eficaz. O MBT aumentou devido a presença da argila. Ocorreu uma pequena redução no filtrado devido a argila ter ajudado nesse controle. O fluido contaminado com hidróxido de cálcio apresentou alterações em mais propriedades (pH, reologia, filtrado e alcalinidade) devido à dissociação do íon Ca^{2+} presente no $\text{Ca}(\text{OH})_2$ em meio aquoso, resultando em uma troca iônica com íon Na^+ presente na carboximetilcelulose (CMC). Verificou-se que o fluido estudado pode ser aplicado em perfurações que contenham zonas de folhelho que provoquem desmoronamento e/ou fechamento das paredes do poço. A aplicação deste fluido permite altas taxas de penetração e a obtenção de poços bem calibrados.

Palavras-Chave: Fluidos de perfuração aquosos; contaminação; argila; hidróxido de cálcio.

ALBUQUERQUE, Heraldo da Silva. **Effects study of contamination by clay and $\text{Ca}(\text{OH})_2$ in salt (NaCl) water base mud treated with polymer.** Final Project Paper. Trabalho de Conclusão de Curso. Coordenação do Curso de Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2016.

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

ABSTRACT

During the drilling of oil wells are generally found difficulties when going through layers of rock known as shale. These, in turn, have normally in its composition, a percentage of clay, which, in many situations, are reactive, and may be slightly, medium and high reactivity due to its hydration in the presence of water. The aqueous fluids, usually, have more difficulties with regard to the inhibition of these clays of the fluids non-aqueous. These clays hydration, expanding, and may decrease in the diameter of the well (obstruction of the annular), stuck pipe, wellbore erosion, collapse and increase diameter of the well and hole enlargement. Another problem normally encountered is the contamination of the water base mud by cement during cementation of casings and of cement plug. The calcium hydroxide $\text{Ca}(\text{OH})_2$ present in the composition of the cement can generate serious problems for the properties of the fluid drilling, such as: increased pH, an increase filtration, apparent viscosity, gels, yeld point and calcium . This work studied the effects of contamination by clay and by $\text{Ca}(\text{OH})_2$ in a water base mud salt (NaCl) treated with polymers. The results obtained showed variations in the properties (viscosity, fluid loss, pH, alkalinity and Methylene Blue Test (MBT)) of the mud. The mud contaminated with clay, when compared with the original mud, without contaminants, showed no significant changes in the rheology, showing that the inhibitors acted effectively. The MBT increased caused by presence clay. There was a small reduction in the fluid loss due the clay have helped in this control. The mud contaminated with calcium hydroxide showed variations in more properties (pH, rheology, fluid loss and alkalinity) due to dissociation of ion Ca^{2+} present in the $\text{Ca}(\text{OH})_2$ in aqueous phase, result an ionic exchange with ion Na^+ present in the carboxymethylcellulose (CMC). The mud studied can be applied in drilling that contain areas of shale which cause collapse and/or stability wellbore. The application of this mud generate high penetration rate (ROP) and the attainment of goods caliper of the well.

Keywords: water base mud; contamination; clay; calcium hydroxide.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema de Circulação de Fluidos.....	17
Figura 2 – Principais Partículas Encontradas na Perfuração.....	18
Figura 3 – Representação Gráfica do Fluxo sob uma Tensão Cisalhante.....	31
Figura 4 – Representação Gráfica da Taxa de Cisalhamento no Fluxo.....	31
Figura 5 – Curva de Fluxo e de Viscosidade para Fluido Newtoniano.....	32
Figura 6 – Curva de Fluxo e de Viscosidade para Fluido Não-Newtoniano.....	32
Figura 7 – Curvas de Fluxo Características dos Modelos Matemáticos.....	33
Figura 8 – Agitador Hamilton Beach.....	37
Figura 9 – Estufa Roller Oven 704 ES.....	39
Figura 10 – Viscosímetro FANN, modelo 5A.....	41
Figura 11 – Balança Densimétrica Pressurizada.....	42
Figura 12 – Filtro API.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equações de modelos matemáticos.....	33
Tabela 2 – Composição do fluido de perfuração.....	38
Tabela 3 – Formulação dos fluidos e suas concentrações.....	40
Tabela 4 – Interpretação das alcalinidades.....	45
Tabela 5 – Propriedades do fluido A, antes e após a contaminação.....	47
Tabela 6 – Propriedades dos fluidos A e B.....	48
Tabela 7 – Propriedades dos fluidos A e C.....	49

LISTA DE NOMECLATURAS E ABREVIACÕES

Ca(OH)_2	Hidróxido de cálcio
NaCl	Cloreto de sódio
KCl	Cloreto de potássio
CO_2	Gás carbônico
H_2S	Gás sulfídrico
Pm	Alcalinidade parcial do fluido
Pf	Alcalinidade parcial do filtrado
Mf	Alcalinidade total do filtrado
PH_{mud}	Pressão hidrostática do fluido
ρ_{mud}	Massa específica do fluido
P_{TF}	Pressão total no fundo
n	Índice de comportamento
k	Índice de consistência
LE	Limite de escoamento
VP	Viscosidade plástica
ppm	Partes por milhão
rpm	Rotações por minuto
μ_a	Viscosidade aparente
μ_p	Viscosidade plástica
τ	Tensão de cisalhamento
γ	Taxa de deformação
CMC	Carboximetilcelulose
MBT	Methylene Blue Test

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
2 ASPECTOS TEÓRICOS.....	14
2.1 Fluidos De Perfuração.....	14
2.1.1 Sistema de circulação dos fluidos de perfuração.....	16
2.2 Classificação Dos Fluidos De Perfuração.....	18
2.2.1 Fluidos de base ar (gás névoa ou espuma).....	19
2.2.2 Fluidos não aquosos base óleo.....	19
2.2.3 Fluidos aquosos.....	20
2.2.4 Fluidos não aquosos sintéticos.....	22
2.3 Principais Contaminantes Dos Fluidos De Perfuração.....	23
2.3.1 Contaminação por Argila.....	23
2.3.2 Contaminação do fluido por cimento.....	23
2.4 Propriedades Dos Fluidos de Perfuração.....	24
2.4.1 Massa específica.....	25
2.4.2. Propriedades reológicas e força gel.....	26
2.4.3 Parâmetros de filtração.....	28
2.4.4 Teor de sólidos.....	28
2.4.5 Concentração do íon hidrogênio (pH).....	28
2.4.6 Alcalinidades (Pm, Pf, Mf).....	29
2.5 Reologia.....	29
2.5.1 Modelo de Bingham ou Plástico Ideal.....	34
2.5.2 Modelo de Ostwald ou Fluido de Potência.....	34
2.5.3 Modelo de Herschel-Bulkley.....	35
3. METODOLOGIA.....	37
3.1 Ensaio Reológicos.....	40
3.2 Massa Específica.....	41

3.3 Filtrado API	42
3.4 Clorestos	43
3.5 Alcalinidade	44
3.6 Teor de Sólidos Ativos MBT (Methylene Blue Test)	45
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	46
4.1 Estudo do Envelhecimento do Fluido sem Contaminantes	46
4.2 Efeitos da Contaminação por Argila	47
4.3 Efeitos da Contaminação por Hidróxido de Cálcio (Ca(OH)₂)	48
5. CONCLUSÕES	50
6 REFERÊNCIAS	51

1 INTRODUÇÃO

Para obtenção de hidrocarbonetos são necessárias várias etapas de exploração, desde a sísmica até a sua produção. Dentre essas etapas, está inserido um processo fundamental, que é a perfuração de poços. Este processo requer uma estrutura capaz de executar a perfuração. Através da sonda de perfuração e os seus componentes, tais como, bombas de lama, tanques de lama, linhas de bombeio e circulação de fluidos, equipamentos extratores de sólidos, equipamentos de segurança de poço, geradores de energia, etc. Além dos componentes mencionados, é necessário a utilização de um fluido para realizar a perfuração. Este fluido é o responsável por garantir a estabilidade do poço durante todo o processo, assegurando assim uma perfuração segura.

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de diversos aditivos, onde tem-se uma fase dispersante (água, óleo ou ar) e uma fase dispersa (aditivos químicos, líquidos ou sólidos). Cada aditivo têm uma ou mais finalidade, dos quais podemos citar, viscosificantes, adensantes, redutores de filtrado, controladores de pH, dispersantes, floculantes, inibidores de hidratação de argila, bactericidas, lubrificantes, anti-espumantes, controladores de perda de circulação, entre outros.

O controle das propriedades do fluido (reologia, peso específico, alcalinidade, filtrado, razão óleo/água, salinidade, MBT) são muito importantes para o desenvolvimento da perfuração de forma segura e sem causar danos à formação. Para o sucesso da perfuração, o fluido de perfuração precisa estar com as suas propriedades enquadradas dentro de faixas pré-determinadas no programa de fluidos de perfuração.

Dentre os principais problemas encontrados no decorrer da perfuração está o inchamento dos folhelhos, que são rochas sedimentares argilosas encontradas comumente na perfuração de poços de óleo ou gás. Os folhelhos são, normalmente, ricos em siltes e argilas. Estas argilas, presentes nos folhelhos, podem sofrer hidratação, causando sérios problemas para a perfuração, como, redução do cáliper (diâmetro) do poço, prisão de coluna e desmoronamento das paredes do poço. É comum também ocorrer durante a perfuração, a contaminação dos fluidos. Os principais contaminantes são: cimento, argila, sólidos perfurados, água e gases. O hidróxido de cálcio (Ca(OH)_2) presente no cimento, sofre uma dissociação aquosa dos íons Ca^{2+} e OH^- tornando-se um dos principais contaminantes do fluido de perfuração (M-I SWACO, 2006).

Este trabalho visa estudar os efeitos causados pela contaminação por argila e hidróxido de cálcio em um fluido de perfuração aquoso salgado tratado com polímero.

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo estão abordados alguns dos principais conceitos relacionados aos fluidos de perfuração para poços de petróleo, tais como: classificação, propriedades, aditivos utilizados pela indústria e reologia.

2.1 Fluidos de Perfuração

A definição sobre fluidos de perfuração pode ser encontrada de diversas formas na literatura. Define-se fluido de perfuração como sendo uma mistura complexa, onde estão presentes uma fase dispersante (água, óleo ou ar) e uma fase dispersa (aditivos, que podem ser líquidos ou sólidos) e cada aditivo possui uma ou mais funções.

Os fluidos de perfuração devem ser preparados de acordo com uma ordem de adição de aditivos pré-determinada. Antes de iniciar a perfuração de um poço de óleo ou gás, é necessário um estudo da área a ser perfurada a fim de definir o fluido mais adequado. Ao elaborar o programa de fluidos de perfuração, o projetista especializado define os tipos de fluidos e quais os aditivos serão utilizados, bem como a sequência de adição para a fabricação. Os parâmetros a serem seguidos também estão contemplados no programa de fluidos. É de fundamental importância a escolha do fluido adequado para a perfuração, pois cada formação é mais ou menos reativa que as outras, então a escolha do fluido e de seus parâmetros pode comprometer toda a perfuração, causando sérios prejuízos.

Em algumas ocasiões, os fluidos de perfuração estão relacionados com os problemas ocorridos na perfuração, entretanto, não são necessariamente os causadores ou a solução para todos os problemas da perfuração. Diante disso, é muito importante o controle das suas propriedades para que se obtenha êxito na perfuração.

Problemas de instabilidade de poços na indústria de petróleo, no que diz respeito à perfuração, são muito comuns quando folhelhos são atravessados, levando a um aumento de custos de perfuração e atrasos no cronograma. Alguns tipos de folhelhos possuem uma elevada capacidade de interagir com a água. Portanto, os cascalhos perfurados dessas formações podem, por dispersão, incorporarem-se ao fluido de perfuração, alterando drasticamente as suas propriedades. A estabilidade das paredes do poço durante a perfuração depende, em grande parte, das interações entre o fluido de perfuração e a rocha exposta. Portanto, a exposição das formações argilosas, durante um tempo muito longo, pode causar problemas sérios tais como: (1) enceramento da broca; (2) obstrução do espaço anular; (3)

fechamento e/ou desmoronamento das paredes do poço; (4) prisão da coluna de perfuração; (5) alargamento do poço e (6) decantação de cascalhos no fundo do poço (fundo falso). A utilização do fluido adequado para esse tipo de formação pode evitar os problemas mencionados (MACHADO, 2002a).

Além do controle das propriedades químicas com a adição de aditivos e/ou diluições, o fluido precisa de equipamentos extratores de sólidos (peneiras, dessiltador, desareador, mud cleaner e centrífuga) operando eficientemente, a fim de evitar a incorporação de sólidos ao fluido e, dessa forma, causar aumento do peso específico e aumento das propriedades reológicas, os quais poderão ocasionar aumento de pressão, levando a fraturar as formações atravessadas, o que compromete a continuidade da perfuração de forma segura.

Segundo Machado (2002a), os fluidos de perfuração devem ser programados de tal forma que as suas propriedades possam ser alteradas quando necessário, garantindo uma perfuração rápida e segura. E devem apresentar as seguintes funções:

- Limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pelo corte da broca e transportá-los até à superfície;
- Exercer pressão hidrostática sobre as formações de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis;
- Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca;
- Ser estável quimicamente;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Facilitar a separação dos cascalhos (sólidos perfurados) na superfície;
- Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- Aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- Ser bombeável;
- Apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;
- Possuir baixa toxicidade e alta biodegradabilidade;
- Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço e, finalmente, apresentar custo compatível com a operação.

Além destas funções, os autores ressaltam que os fluidos de perfuração devem facilitar a cimentação e a completação e não devem sobrecarregar os equipamentos de

perfuração.

Remover os fragmentos e detritos gerados durante a perfuração continua sendo uma das funções mais importantes dos fluidos de perfuração. O fluido, ao ser injetado no poço, exerce uma ação de jato que conserva o fundo do poço e a broca livres de detritos, assegurando uma maior vida útil à broca e uma maior eficiência da perfuração. É também por meio do fluido em circulação (fundo do poço - superfície), que os detritos são transportados até a superfície. Este processo de remoção é dependente de vários fatores: perfil de velocidade anular do fluido, densidade do fluido e viscosidade do fluido.

A remoção dos detritos que permanecem embaixo da broca é uma tarefa dificilmente alcançada. Segundo Lummus e Azar (1986), uma maneira para atingir esta função é utilizar um jato de fluido direcionado transversalmente à face da rocha e uma velocidade suficientemente alta para arrastar os detritos e evitar sua fragmentação.

Durante a perfuração, em virtude do constante contato da broca e da coluna de perfuração com a formação geológica é gerada uma grande quantidade de calor. Este calor é dissipado pelo fluido que é resfriado ao retornar à superfície. O fluido também lubrifica a broca, pois reduz o atrito com a formação (LUMMUS e AZAR, 1986).

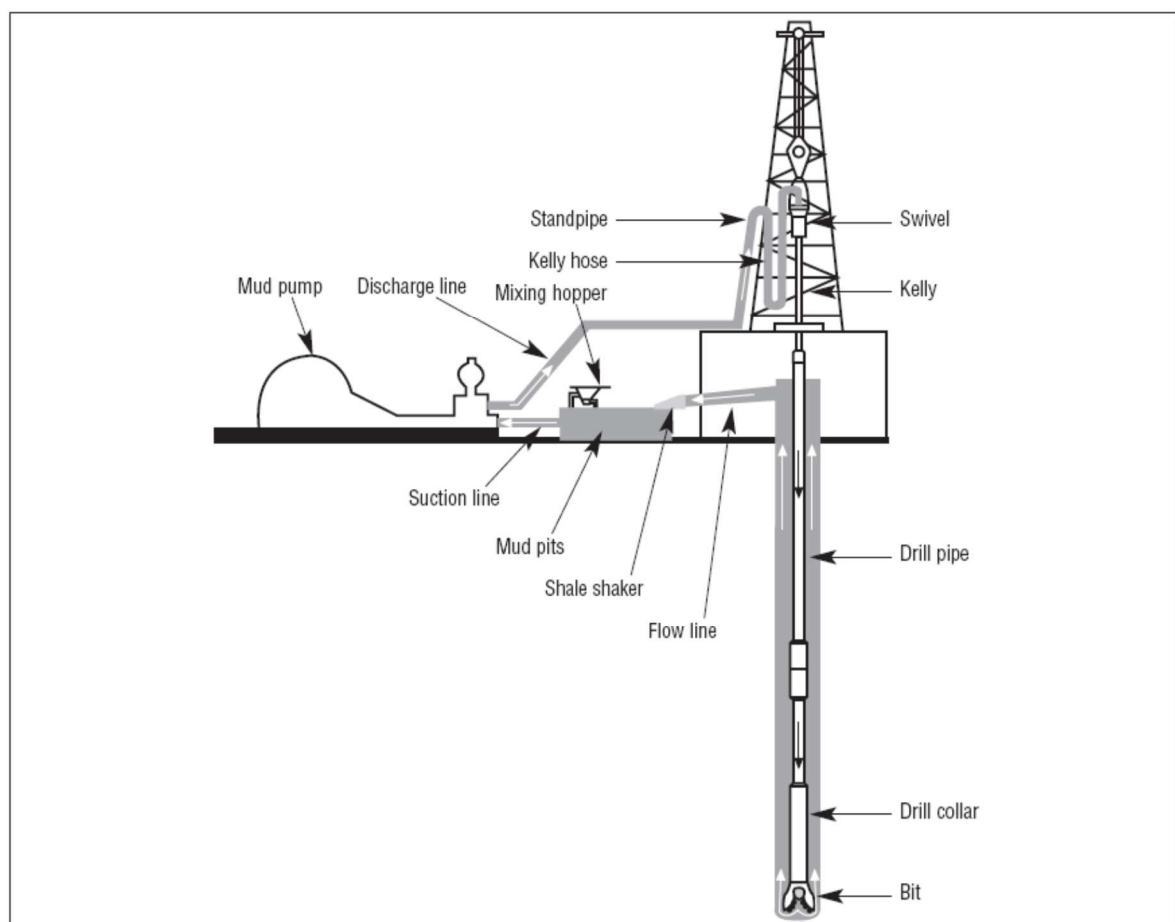
Os fluidos de perfuração devem ser capazes de produzir nas paredes do poço uma membrana fina e de baixa permeabilidade, chamada de reboco, para consolidar a formação geológica, garantindo a estabilidade do poço, bem como, para evitar/retardar a perda de filtrado, ou seja, o escoamento do fluido para o interior das formações geológicas (LUMMUS e AZAR, 1986). Esta membrana é formada pela deposição das partículas de argila nas paredes do poço à medida que a fase líquida (água) do fluido penetra nos seus poros. A espessura desta membrana aumenta enquanto o fluido ceder água às formações geológicas com as quais está em contato, e ao alcançar determinada espessura, tende a impermeabilizar o poço, impedindo perda de água por filtração (FERRAZ, 1977).

2.1.1 Sistema de circulação dos fluidos de perfuração

Inicialmente, os fluidos de perfuração são preparados nos tanques da sonda, conhecidos como tanques de “lama” ou em inglês, “mud pits”. Em seguida, são bombeados pela bomba de lama, iniciando sua trajetória ao longo de todo o sistema de circulação. Essas bombas de lama são de pistão de deslocamento positivo, muitas delas são capazes de produzir pressão acima de 5.000 psi. Elas são alimentadas por motores à diesel ou motores elétricos.

Para produzir a pressão específica e a vazão de acordo com as condições de perfuração, é necessário selecionar o pistão e a camisa adequados. Após sair da bomba com elevada pressão e vazão, o fluido inicia seu percurso através de linhas (mangueiras), subindo pelo tubo bengala (standpipe), passando pelo swivel, kelly ou top drive até chegar a coluna de perfuração, onde percorrerá toda extensão da coluna, saindo pela broca e, finalmente, retornando pelo espaço anular até atingir à superfície novamente. Esse ciclo é contínuo durante a perfuração. A Figura 1 mostra o sistema de circulação de fluidos.

Figura 1 – Sistema de circulação de fluidos.

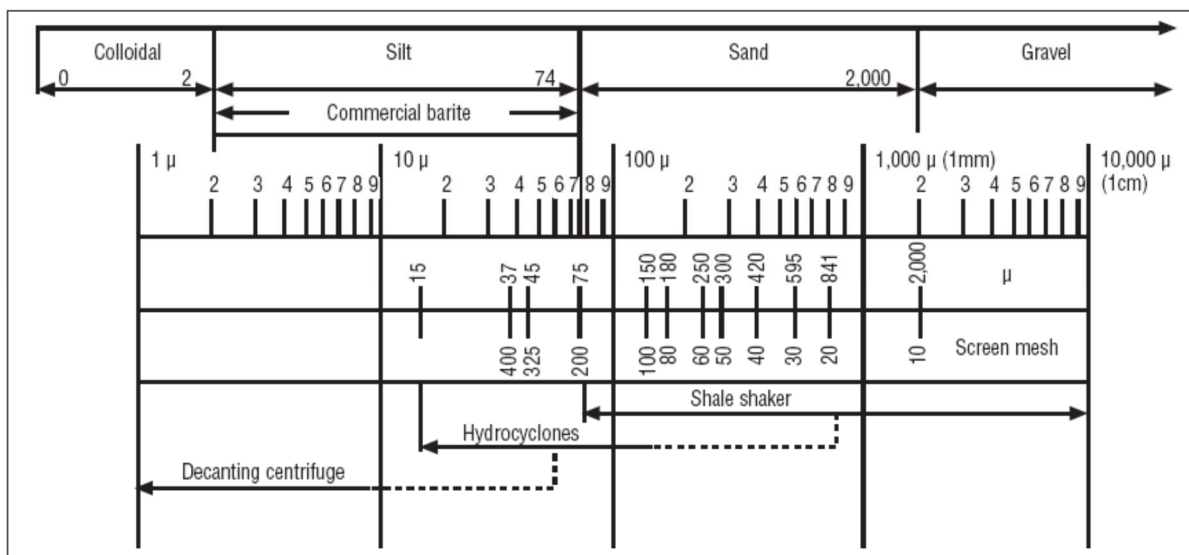


Fonte: M-I SWACO, 2006.

O controle de sólidos presentes na perfuração é muito importante para manter o fluido dentro dos parâmetros adequados para a perfuração. Os tipos e as quantidades de sólidos presentes no sistema de fluido de perfuração, determinam a densidade do fluido, viscosidade, força gel, qualidade do reboco, controle do filtrado. Os sólidos e seus volumes podem influenciar não só o fluido de perfuração como também os custos do poço, incluindo fatores como redução da taxa de penetração, diluições no fluido, aumento de torque,

estabilidade do poço, perda de circulação, entre outros fatores. Então, é imprescindível que a sonda possua equipamentos extratores de sólidos (peneiras, desareadores, dessiltadores, mud cleaner e centrífuga) operando de forma eficaz. A Figura 2 mostra a classificação do tamanho das partículas comumente encontradas na perfuração.

Figura 2 – Principais partículas encontradas na perfuração.



Fonte: M-I SWACO, 2006.

2.2 Classificação dos Fluidos de Perfuração

Normalmente, os fluidos são classificados de acordo com o seu meio dispersante em: fluidos à base de gás, fluidos aquosos e fluidos não aquosos. Os fluidos à base de gás são dispersões com alto teor relativo de gás, podendo ser do tipo gás/líquido (aerado ou espuma) ou líquido/gás. Os fluidos aquosos são dispersões do tipo “sol”, onde o meio dispersante é uma fase aquosa e a fase dispersa é composta por produtos sólidos e/ou líquidos. Os fluidos não aquosos são emulsões, onde uma fase aquosa dispersa (solução eletrolítica) é emulsionada numa fase orgânica dispersante (hidrocarbonetos, éster, etc) e os demais componentes organofílicos estão dispersos na fase orgânica. A seguir, de forma detalhada, são apresentadas as categorias em que os fluidos são classificados.

2.2.1 Fluidos de base ar (gás névoa ou espuma)

Fluidos de base ar, gás, névoa ou espuma, são os chamados fluidos pneumáticos. A utilização de um fluido circulante de ar, gás natural, gás inerte ou misturado com água, tem vantagens econômicas em áreas de rochas duras, onde há pouca chance de se encontrar grandes quantidades de água. O ar seco, ou gás, irá prover uma rápida taxa de penetração do fluido, reduzindo a deposição de cascalhos no poço (BARNES, 1993).

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

2.2.2 Fluidos não aquosos

Os fluidos são ditos de base óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, composta de uma mistura de hidrocarbonetos líquidos. Suas características principais são (MACHADO, 2002b):

- Baixíssima solubilidade das formações de sal;
- Atividade química controlada pela natureza e concentração do eletrólito dissolvido na fase aquosa;
- Alta capacidade de inibição em relação às formações argilosas hidratáveis;
- Resistência a temperaturas elevadas, apresentando propriedades reológicas e filtrantes controláveis até 500 °F;
- Alto índice lubrificante ou baixo coeficiente de atrito;
- Baixa taxa de corrosão, intervalo amplo para variação da massa específica, isto é, desde 7,0 lb/gal, densidade do óleo diesel, até cerca de 20,0 lb/gal, nos sistemas adensados com baritina.

Esses fluidos são utilizados em situações especiais, incluindo altas temperaturas e pressões, formações geológicas hidratáveis, elevadas profundidades e em formações geológicas salinas (BURKE; VEIL, 1995).

O fluido de base óleo foi por muito tempo largamente utilizado em função da sua elevada eficiência como inibidor de corrosão. Entretanto, um dos grandes problemas desse fluido é o seu descarte no meio ambiente, pois seus compostos, por serem ricos em diesel e óleos minerais, tendem a persistir por muitos anos na região onde ocorre a perfuração (DUARTE, 2004).

Atualmente, esses fluidos não são mais utilizados aqui no Brasil. Dentre os fluidos não aquosos, os fluidos sintéticos, apresentam características bem parecidas com as do fluido base óleo, sendo bastante utilizados, principalmente, em perfurações offshore.

2.2.3 Fluidos aquosos

Muitos tipos de sistemas de fluidos aquosos são utilizados nas operações de perfuração. O sistema básico de fluido aquoso é normalmente convertido para outros sistemas mais complexos, dependendo, principalmente, das zonas de rochas a serem atravessadas, temperatura e pressão.

Os fluidos aquosos são constituídos de uma fase dispersa, geralmente sólida (bentonita, baritina, polímeros, carbonato de cálcio) e uma fase dispersante (água). Pode conter, também, outras partículas sólidas e sais (NaCl, KCl ou CaCl₂) em solução, de acordo com a natureza da argila e da água que são utilizadas.

A definição e classificação de um fluido a base de água considera, principalmente, a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o fator principal no controle das propriedades desses fluidos (MACHADO, 2002b).

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

a) Água doce é toda água com menos de 1000 ppm de NaCl equivalente. Para fins industriais não necessita de tratamento prévio.

b) Água dura caracteriza-se pela presença de sais de Ca²⁺ e Mg²⁺ na sua composição, podendo alterar as características dos aditivos químicos utilizados no fluido.

c) Água salgada: deve possuir salinidade superior a 1000 ppm de NaCl equivalente. Pode ser natural, como a água do mar, ou salgada artificialmente com NaCl, KCl ou CaCl₂.

De acordo com Santos (2005), os fluidos de perfuração à base de água comumente utilizados em operações de perfuração de poços de petróleo são:

Fluido convencional: Preparado com água doce e argila ativada, e pH ajustado para a faixa de 9,0 a 11,0. Geralmente, esse fluido é empregado durante a perfuração inicial do poço ou em fases onde não ocorra retorno para superfície. É aplicado em forma de tampão viscoso, com o objetivo de remover o cascalho. Pode ser usado também em outras situações, como: sustentação para tampões de cimento; como fluido de sustentação de cascalho em manobras curtas; e espaçador na substituição de fluidos.

Fluido convencional com obturantes: É um fluido convencional que possui em sua formulação um agente obturante com o objetivo de selar as formações porosas impedindo que o fluido invada a formação, evitando, assim, perdas de fluidos para a formação. Um exemplo de obturante é o calcário fino, que em alguns casos é utilizado como adensante.

Fluido salgado tratado com amido: Preparado a partir de uma dispersão de argila, com salinidade adequada para promover uma inibição química apropriada à formação e com volume de filtrado controlado pelo uso de amido. Usualmente utilizado na descida de revestimento.

Fluido a base de cal: São fluidos em que a inibição química é promovida pelos íons Ca^{2+} fornecidos pela cal hidratada. Ocorre uma troca de cátions Na^+ da argila perfurada por Ca^{2+} presente no fluido, dessa forma, permite que grandes quantidades de argila se agreguem ao fluido sem que ocorram alterações em suas propriedades reológicas.

Fluidos poliméricos: Os fluidos poliméricos associados a sais de potássio e sódio, têm proporcionado maior inibição química e melhor lubrificidade que todos os sistemas à base de água. O fluido de perfuração à base de água, quando é conveniente, é preferencialmente utilizado devido ao seu baixo custo em comparação aos demais (DUARTE, 2004).

Os fluidos aquosos podem ser aplicados nas diversas fases da perfuração de poços, desde os intervalos de superfície, intervalos intermediários, intervalos de produção e ainda na completação. Quanto a geologia podem ser aplicados em zonas de folhelho, zonas de arenito, zonas de calcário, zonas permeáveis e outros tipos de formações. Os principais contaminantes destes tipos de fluidos são sólidos, cimento, sais, gases ácidos (CO_2 , H_2S). Uma grande vantagem dos fluidos aquosos em relação aos fluidos não-aquosos, é que em caso de presença

de gás, como, por exemplo, em um influxo de gás, a detecção é bem mais fácil, pois não há solubilização, como ocorre nos fluidos não-aquosos.

2.2.4 Fluidos não-aquosos sintéticos

A origem dos fluidos de perfuração não-aquosos vem desde 1920, quando o óleo cru foi utilizado como fluido de perfuração. As vantagens do óleo como fluido de perfuração e completação são: não hidratação e inchamento de argila; melhoria da estabilidade das paredes do poço; redução de problemas com evaporitos (sais, anidritas, etc) durante a perfuração; redução de alargamento do poço; propriedades do fluido são mais estáveis; aumento da resistência à contaminação (M-I SWACO, 2006).

Em 1940, foram desenvolvidos fluidos a base de óleo diesel que não são toleráveis à água, mas a água é emulsionada para controlar e manter as propriedades. Gotículas de água emulsionada reduzem a perda de fluido e elevam a viscosidade. O óleo como fase contínua desses tipos de fluidos, faz com que o óleo forme um filme, envolvendo as gotas de água, evitando seu contato com as rochas, principalmente folhelhos, impedindo sua interação, e com isso melhorando a estabilidade do poço (M-I SWACO, 2006).

Em 1980, diante das preocupações ambientais, estudos levaram ao uso de óleos minerais altamente refinados que são menos tóxicos e (mais ambientalmente aceitos) do que os fluidos a base de diesel. Esses fluidos são conhecidos também por fluidos de emulsão inversa. Esses fluidos são bem resistentes aos efeitos da temperatura, à contaminação por cimento, são capazes de promover altas taxas de perfuração, entre outras vantagens que faz com que esses fluidos sejam largamente utilizados (M-I SWACO, 2006).

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

2.3 Principais Contaminantes dos Fluidos de Perfuração

A contaminação é qualquer tipo de material (sólido, líquido ou gasoso) que promove um efeito físico ou químico nas características do fluido de perfuração. Os sólidos perfurados costumam ser um contaminante comum durante as perfurações. Estes sólidos se incorporam ao sistema de fluidos causando aumento do peso específico e, em geral, aumento das propriedades reológicas. Normalmente os fluidos aquosos são mais sensíveis à contaminação que os fluidos não-aquosos. Os contaminantes mais comuns encontrados ao longo da perfuração são:

- Sólidos perfurados (argilas, arenitos, carbonatos);
- Anidrita (CaSO_4);
- Gipsita ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$);
- Cimento (complexo de silicatos e $\text{Ca}(\text{OH})_2$);
- Sais (zonas salinas perfuradas, água de fabricação do fluido, água do mar, cloretos de magnésio, cálcio e sódio e água da formação);
- Gases ácidos (CO_2 e H_2S).

2.3.1 Contaminação por argila

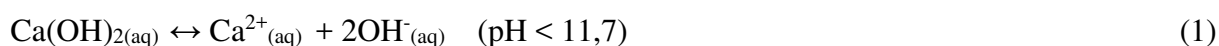
Durante a perfuração, as argilas são encontradas, geralmente, presentes nas zonas de folhelhos perfuradas. Essas argilas são partículas coloidais, de pequeno diâmetro, da ordem de $\leq 2 \mu\text{m}$. Em presença de água as argilas costumam sofrer hidratação, expandindo-se, o que pode ocasionar severos problemas à perfuração, elevando os custos do poço, tais problemas são: prisão de coluna, alargamento do poço, desmoronamento das paredes do poço, drags (arrastes) e perda de circulação. O principal indicativo da presença de argila nos fluidos de perfuração é o aumento das propriedades reológicas. Para evitar a hidratação dessas argilas são utilizados inibidores na composição dos fluidos de perfuração. Os sais (NaCl , KCl e CaCl_2) atuam como preventores do inchamento de argila e associado a eles são utilizados polímeros para evitar esse processo de hidratação.

2.3.2 Contaminação do fluido por cimento

A contaminação do fluido de perfuração por cimento é provável acontecer em todas as perfurações de poços, pois para o avanço da perfuração até atingir o objetivo final, é

necessário revestir as paredes do poço, e para sustentar o revestimento é bombeado cimento para cobrir o espaço anular entre o revestimento e as paredes do poço. De uma maneira geral, os fluidos aquosos são mais sensíveis à contaminação por cimento quando comparado com os fluidos não-aquosos.

O cimento é um complexo de silicato e cal hidratada, Ca(OH)_2 . Quando solubilizado em água ou na fase aquosa dos fluidos de perfuração, ocorre uma dissociação iônica, onde os íons hidroxila (OH^-) são produzidos em abundância (equação 1) (M-I SWACO, 2006).



A reação acima é reversível e representa um equilíbrio entre a concentração de cimento e o pH do fluido. A solubilidade do hidróxido de cálcio diminui à medida que o pH do fluido aumenta. Quando o pH excede 11,7, o hidróxido de cálcio precipita. Entretanto, o hidróxido de cálcio começa praticamente insolúvel em pH maior que 11,7 e proporciona um excesso de hidróxido não reagido devido ao cimento não dissolvido (M-I SWACO, 2006).

A primeira indicação de contaminação por cimento é o aumento do pH e Pm. O excesso de hidróxido contido pode ser calculado através das medidas do Pm e Pf.

2.4 Propriedades dos fluidos de Perfuração

A determinação das propriedades dos fluidos de perfuração é de fundamental importância no acompanhamento do fluido durante sua aplicação no poço, para definição de tratamento através de testes-piloto, e em trabalhos de pesquisa e desenvolvimento de novas formulações, tanto em sondas como em laboratórios de pesquisa (PETROBRAS, 1991).

Antes de iniciar a perfuração de um poço, geralmente, é elaborado um programa de fluidos perfuração contemplando todas as fases da perfuração, os produtos químicos necessários para a fabricação do fluido, as concentrações dos aditivos, as propriedades dos fluidos, entre outros aspectos inerentes ao fluido de perfuração. As propriedades dos fluidos presente no programa de fluidos, são determinadas a partir de testes em laboratórios ou em poços adjacentes já perfurados. É importante que as propriedades químicas e físicas sejam seguidas de acordo com o programa para que se obtenha êxito durante a perfuração. Entretanto, há casos em que é necessário a modificação dos parâmetros pré-determinados, devido a situações diferentes da sequência normal da perfuração, como por exemplo,

desmoronamento das paredes do poço. Neste caso, após investigação, a solução pode ser elevar o peso do fluido de perfuração. Então, esse parâmetro pode ser alterado para um valor não contemplado anteriormente no programa de fluidos de perfuração.

As propriedades dos fluidos de perfuração dividem-se em químicas e físicas. As propriedades físicas mais comuns são: massa específica, parâmetros reológicos, filtração e teor de sólidos. Já as propriedades químicas são: pH, salinidade, teor de dureza (Ca^{2+} e Mg^{2+}) e alcalinidade.

2.4.1 Massa específica

A massa específica dos fluidos de perfuração é, sem dúvida, uma das propriedades mais importantes e que deve ser monitorada constantemente. Uma das principais funções do fluido de perfuração é manter o poço seguro e estável.

Segundo ROCHA (2009), o fluido de perfuração exerce uma pressão através da sua coluna hidrostática, conhecida como pressão hidrostática (PH_{mud}). Essa pressão fornecida pelo fluido de perfuração irá variar se este estiver dentro da coluna de perfuração ou no espaço anular do poço. Esta diferença ocorre porque quando o fluido está retornando pelo espaço anular ele carrega os cascalhos provenientes da perfuração. O peso destes cascalhos suspensos aumentará a massa específica do fluido de perfuração, fornecendo uma maior pressão no fundo poço.

Quando estático, a pressão dentro do poço será fornecida pelo fluido de perfuração e será função da sua massa específica (ρ_{mud}), conforme mostra a Equação 2.

$$\text{PH}_{\text{mud}} = \rho_{\text{mud}} \cdot g \cdot D \quad (2)$$

Onde:

PH_{mud} = pressão hidrostática do fluido de perfuração

ρ_{mud} = massa específica média do fluido de perfuração

g = constante gravitacional

D = profundidade vertical

No caso dinâmico deve-se considerar também as perdas de cargas no anular do poço. Assim, a pressão no fundo do poço dependerá não somente da massa específica do fluido, mas também dos parâmetros reológicos (limite de escoamento e viscosidade), das dimensões do

espaço anular e da vazão de bombeio utilizada. Então, a pressão atuante no fundo poço será dada pela Equação 3 (ROCHA, 2009):

$$P_{TF} = P_{H_{mud}} + P_{an} \quad (3)$$

Onde:

P_{TF} = pressão total no fundo do poço

$P_{H_{mud}}$ = pressão hidrostática do fluido de perfuração

P_{an} = pressão decorrente das perdas de carga ao longo do anular

Na prática, esta pressão pode ser substituída por uma pressão hidrostática equivalente de um fluido de massa específica ou “densidade” apropriada. Essa densidade é conhecida como densidade equivalente de circulação (*Equivalent Circulating Density*), ou simplesmente ECD. Neste caso, é dada pela Equação 4 (ROCHA, 2009):

$$ECD = \rho_{mud} + \frac{P_{an}}{C \cdot D} \quad (4)$$

Onde:

ECD = densidade equivalente de circulação

P_{an} = pressão decorrente das perdas de carga ao longo do anular

C = constante de conversão de unidade

D = profundidade vertical

P_{mud} =

2.4.2 Propriedades reológicas e força gel

As propriedades reológicas de um fluido de perfuração são aquelas propriedades que descrevem as características de fluxo de um fluido sob várias circunstâncias de deformação. Em um sistema de circulação de fluido, o fluxo ocorre em uma variedade de taxas nas canalizações de tamanhos e de formas diferentes. No interesse de saber ou prever os efeitos deste fluxo é preciso saber o comportamento reológico do fluido nos vários pontos do interesse no sistema de circulação (ANNIS; SMITH, 1996).

O comportamento do fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto considera-se que o fluido é definido como um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de cargas na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (MACHADO, 2002b).

As propriedades reológicas devem ser controladas durante toda a perfuração, pois através desses parâmetros é possível saber se o fluido está carreando adequadamente os cascalhos perfurados.

Fluidos de perfuração são geralmente compostos de uma fase fluida contínua em que sólidos estão dispersos. Viscosidade plástica é a parte da resistência ao fluxo causada pela fricção mecânica. Esta fricção pode ser causada por: concentração de sólidos, tamanho e forma dos sólidos e viscosidade da fase fluida. Para aplicações de campo, a viscosidade plástica é considerada como um guia de controle de sólidos, se a viscosidade plástica aumenta, o volume percentual de sólidos aumenta, ou se o volume percentual permanece constante, o tamanho das partículas sólidas diminui (AMOCO, 2007).

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

A força gel do fluido deve ter valores que tonem fluido capaz de manter os sólidos em suspensão, quando parada à circulação e ao reiniciar o fluido deve ser bombeável sem exigir uma maior potência das bombas, elevando as pressões. Então, a força gel deve ter valores intermediários, não comprometendo a limpeza do poço, nem ocasionando elevadas pressões. Entretanto, com o avanço dos estudos nessa área, é possível perfurar com um fluido de baixa reologia e mesmo assim a limpeza, o carregamento dos cascalhos, não ser comprometido. Uma companhia de fluidos desenvolveu um fluido conhecido como WARP, que é possível obter baixas perdas de carga e elevar a massa específica desse fluido a valores superiores ao fluido utilizado comumente.

2.4.3 Parâmetros de filtração

Uma das funções básicas dos fluidos de perfuração é promover um selamento em formações permeáveis, controlando a filtração (perda de fluido). Um grande problema que está relacionado com o excesso de filtração é o aumento da espessura do reboco, este por sua vez, é formado devido a filtração e fica aderido as paredes do poço. Um filtrado elevado pode gerar um reboco espesso, que reduz o diâmetro do poço, causando aumento de torques e drags (arrates), prisão de coluna, perda de circulação e danos à formação. O controle de filtrado adequado previne sérios problemas durante a perfuração.

Os fluidos de perfuração são compostos de uma fase líquida e partículas sólidas. A filtração está relacionada à fase líquida do fluido de perfuração, que é forçada a penetrar nas formações permeáveis devido ao diferencial de pressão (M-I SWACO, 2006).

O controle do filtrado torna-se crítico em casos de perfuração de formações de folhelhos sensíveis a água; esses folhelhos desenvolvem pressões devido ao inchamento pelo contato com a água, causando desmoronamento e alargamento do poço (PETROBRAS, 1991).

A invasão de filtrado na formação pode causar um número de dificuldades em analisar o poço. Se a invasão do filtrado é grande, pode transportar todos os líquidos do poço para formação antes que este seja recuperado. O filtrado pode, também, reagir quimicamente com a argila dos poros da formação ou com espécies químicas dos fluidos das formações e mudar as características de permeabilidade do poço (AMOCO, 2007).

2.4.4 Teor de sólidos

Os tipos e as quantidades de sólidos presentes no sistema de fluidos de perfuração determinam a densidade do fluido, viscosidade, força gel, qualidade do reboco e controle de filtração. Os volumes gerados pelos sólidos também influenciam nos custos do poço, incluindo fatores como a taxa de penetração, hidráulica, taxas de diluição do fluido, torque, diferencial de pressão, perda de circulação, estabilidade do poço e desgastes dos equipamentos.

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 dos sólidos perfurados. No método corretivo pode-se fazer uso de

equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou diluir o fluido (THOMAS et al., 2001).

2.4.5 Concentração do íon hidrogênio (pH)

É uma medida bastante analisada em fluidos aquosos e controlada dentro de uma faixa pré-determinada, alcalina, para evitar corrosão das ferramentas de perfuração e a degradação de diversos aditivos do fluido de perfuração. Os métodos utilizados em fluidos de perfuração aquosos são: o método colorimétrico, através de uma fita plástica comparando com as cores que indicam cada faixa de pH e o método potenciométrico, onde é utilizado um medidor de pH eletroeletrônico. No campo, a medida com a fita é a mais utilizada.

2.4.6 Alcalinidades (Pm, Pf, e Mf)

A medida do pH determina apenas uma alcalinidade relativa. A alcalinidade real avalia a reatividade do fluido, sendo determinada por titulação ácido-base com uma solução ácida padronizada, em presença de um indicador adequado. Medidas da alcalinidade em amostras de filtrado de fluido de perfuração podem ser usadas para calcular a concentração de íons hidroxila (OH^-), carbonatos (CO_3^{2-}) e bicarbonatos (HCO_3^-) em solução. As alcalinidades determinadas são:

- Pf – alcalinidade parcial do filtrado (pH de viragem 8,3, com fenolftaleína);
- Pm – alcalinidade parcial do fluido (pH de viragem 8,3, com fenolftaleína);
- Mf – alcalinidade total do filtrado (pH de viragem 4,3, com alaranjado de metila).

2.5 Reologia

Segundo Darley e Gray (1988), o estudo é focado primeiramente na relação entre a pressão exercida ao fluxo e a taxa do fluxo, e depois disso na influência das características do fluido no fluxo. Existem dois fundamentos diferentes:

1. O regime laminar, que acontece a baixas velocidades. O fluxo é organizado e a relação entre velocidade e pressão é função das propriedades de viscosidade do fluido.

2. O regime turbulento, que acontece em altas velocidades. O fluxo é desordenado e é governado primeiramente por propriedades inerciais do fluido em movimento. As equações de fluxo são empíricas.

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

Segundo Schramm (1998), o cálculo de viscosidade de líquidos primeiro requer a definição de parâmetros que estão envolvidos no fluxo. Isaac Newton foi o primeiro a expressar a lei básica da viscosimetria, descrevendo o comportamento de fluxo de um líquido ideal. Assim na Equação 5, tem-se:

$$\tau = \mu \gamma \quad (5)$$

Onde:

τ = tensão de cisalhamento (Pa)

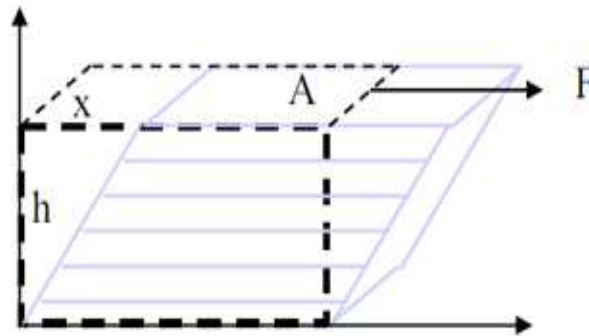
μ = viscosidade (Pa.s)

γ = taxa de cisalhamento (s^{-1})

Machado (2002a) descreve tensão de cisalhamento como a força por unidade de área cisalhante, necessária para manter o escoamento do fluido (Figura 3). A resistência ao escoamento é quem solicita esta tensão (Equação 6).

$$\tau = \frac{F}{A} = \frac{(força)}{(área)} \quad (6)$$

Figura 3 - Representação gráfica do fluxo sob uma tensão cisalhante.



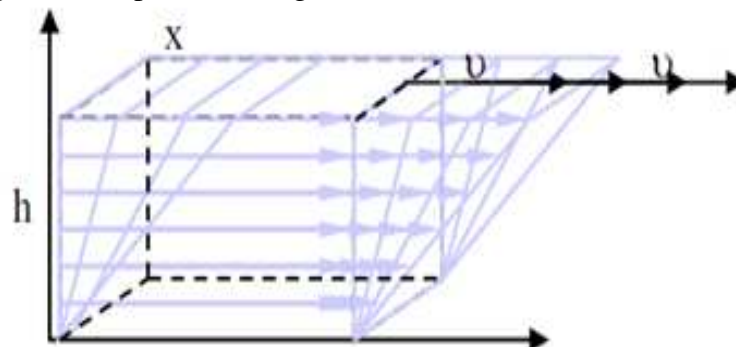
Fonte: Machado (2002a).

A taxa de cisalhamento é a taxa de deformação, ou movimento, a qual o material é submetido em resposta a uma tensão cisalhante (Equação 7).

$$\gamma = \frac{dv}{dx} \quad (7)$$

A taxa de cisalhamento é também denominada de grau de deformação ou gradiente de velocidade (Figura 4).

Figura 4 - Representação gráfica da taxa de cisalhamento no fluxo.



Fonte: Machado (2002a).

Os fluidos são classificados, quanto à relação entre a taxa e a tensão de cisalhamento, como newtonianos, onde a viscosidade é constante, como mostra a Figura 5 e não Newtoniano, onde a relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento não é constante, como mostra a Figura 6.

Figura 5 - Curva de fluxo e de viscosidade para fluido Newtoniano

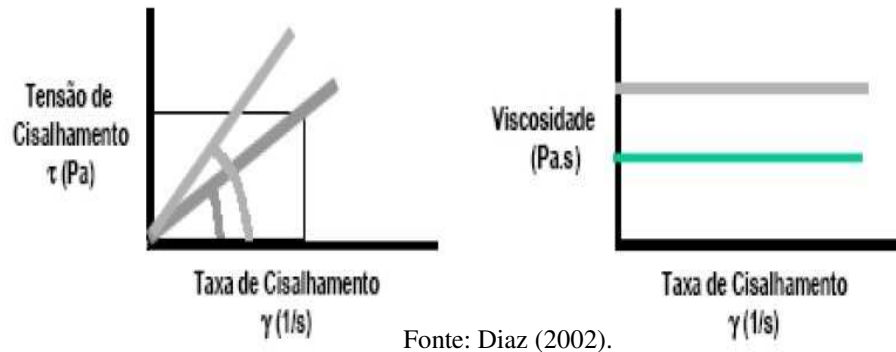
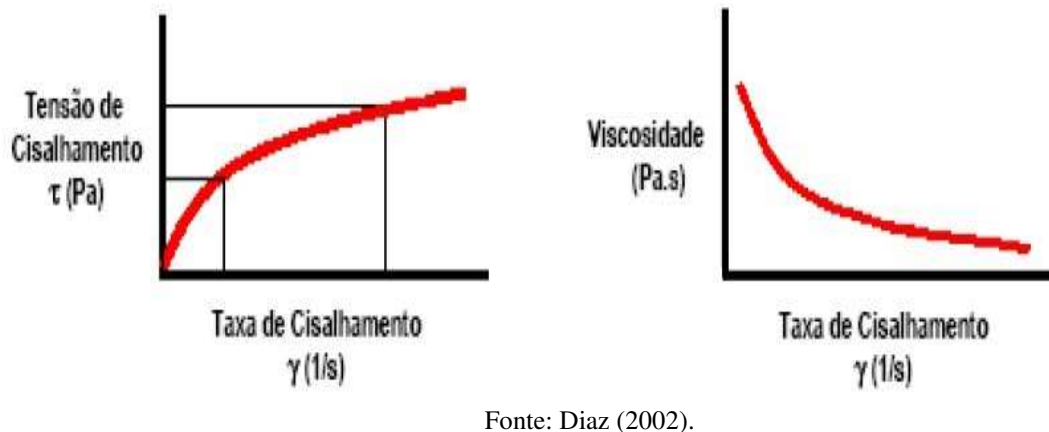
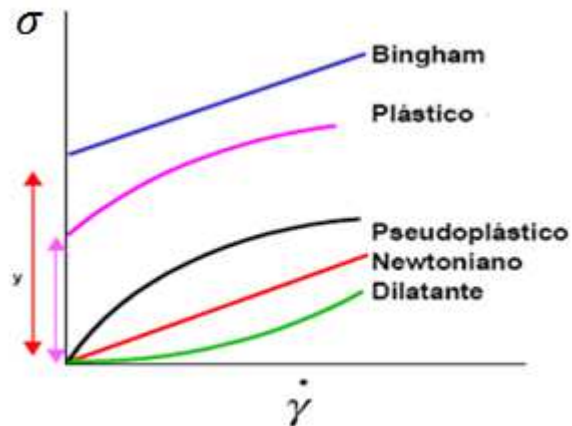


Figura 6 - Curva de fluxo e de viscosidade para fluido não-Newtoniano



O comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Estes são determinados considerando um modelo matemático particular, o qual influencia diretamente no cálculo das perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos. Os modelos mais usuais são os de Newton, de Bingham ou plástico ideal, de Ostwald de Waale ou de potência e o de Herschel-Bulkley ou potência modificado (MACHADO, 2002b). A Figura 7 mostra as curvas de fluxo características para cada modelo matemático e a Tabela 1 traz as equações destes modelos matemáticos.

Figura 7 - Curvas de fluxo características dos modelos matemáticos.



Fonte: Diaz (2002).

Tabela 1 - Equações de modelos matemáticos.

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

Fonte: Machado (2002b).

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

As propriedades reológicas e gelificantes são: viscosidade aparente, plástica e limite de escoamento, e os géis. Machado (2002a) descreve viscosidade aparente, μ_a , como a viscosidade que o fluido teria se fosse Newtoniano, naquelas condições de fluxo, assim (Equação 8):

$$\mu_a = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (8)$$

e limite de escoamento (LE), como a tensão mínima τ_1 aplicada ao fluido para que haja alguma deformação cisalhante. Neste trabalho de conclusão de curso serão descritos os modelos de Bingham, o Modelo de Ostwald de Waale e o Modelo de Herschel-Bulkley.

2.5.1 Modelo de Bingham ou Plástico Ideal

Um plástico de Bingham não flui até uma tensão de cisalhamento, τ , exercer um valor mínimo, τ_0 , conhecido também como ponto de escoamento. Depois da tensão de cisalhamento mínima ter sido aplicada, variações na tensão de cisalhamento são proporcionais às variações na taxa de cisalhamento e a constante de proporcionalidade é chamada de viscosidade plástica u_p . A Equação 9 é válida somente para escoamento laminar. Percebe-se que a unidade de viscosidade plástica é semelhante à unidade de viscosidade aparente (μ_a) na Equação 8 para um fluido Newtoniano (BOURGOYNE JUNIOR et al., 1986).

$$\tau = \tau_0 + u_p \dot{\gamma} \quad (9)$$

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

2.5.2 Modelo de Ostwald ou Fluido de Potência

Como o modelo de Bingham, o modelo de potência requer dois parâmetros para caracterização do fluido. Entretanto, o modelo de potência pode ser usado para representar

fluidos pseudoplásticos ($n < 1$), um fluido Newtoniano ($n = 1$) ou um fluido dilatante ($n > 1$). A Equação 10 representa o modelo de potência ou Ostwald Waale, mas só é válida para escoamento laminar (BOURGOYNE JUNIOR et al., 1986).

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \quad (10)$$

Este não se aplica para todo e qualquer fluido, nem a todo intervalo de taxa de cisalhamento, entretanto, existe um número razoável de fluidos não-newtonianos que apresenta comportamento de potência, num largo intervalo de velocidades cisalhantes. Os parâmetros reológicos do fluido de potência são o índice de consistência, K , que indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento, quanto maior o valor de K mais “consistente” é o fluido do modelo newtoniano. Se o valor de “ n ” se aproxima de um então o fluido está próximo do comportamento newtoniano. Um grande número de fluidos não-newtonianos se comporta como pseudoplástico, isto é, $0 < n < 1$ (MACHADO, 2002a).

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

2.5.3 Modelo de Herschel-Bulkley

Este modelo é uma modificação do modelo de Ostwald de Waale onde se adicionou o parâmetro τ_0 (limite de escoamento real). É chamado também de fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado e tem três parâmetros reológicos a serem levados em consideração, como mostra a Equação 11, que define a equação do modelo. Materiais típicos que exibem limite de escoamento real são dispersões de argila com polímeros, empregados amplamente na indústria de petróleo como fluidos de perfuração (MACHADO, 2002a).

$$\tau = K (\dot{\gamma})^n + \tau_0 \quad (11)$$

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

3. METODOLOGIA

Nesta seção serão abordadas as etapas para obtenção dos resultados, desde a preparação do fluido até os testes realizados.

Inicialmente, o fluido foi preparado tomando como base uma composição já conhecida e aplicada em poços onshore do estado do Rio Grande do Norte. Após conhecer as concentrações de cada aditivo, foi realizada a pesagem dos aditivos em balança analítica e adicionado a um misturador da marca Hamilton Beach (Figura 8), que já continha água suficiente para o preparo de 1 bbl (barril) de fluido. Para testes de laboratório, como as escalas de produção são menores que no campo, convencionou-se que 1 bbl corresponde a 350 mL e que 1 lbm (libra massa) é igual a 1 g.

Figura 8 – Agitador Hamilton Beach



Fonte: Autor.

A Tabela 2 mostra a composição do fluido sem contaminantes, as concentrações e as funções de cada aditivo utilizado.

Tabela 2 – Composição do fluido de perfuração.

PRODUTO	UNIDADE	FUNÇÃO
Água doce	QSP*	Meio dispersante
Goma xantana	lb/bbl	Viscosificante
CMC ADS	lb/bbl	Viscosificante/Redutor de filtrado
Hidroxipropil amido (HPA)	lb/bbl	Redutor de filtrado
Policelulose aniônica	lb/bbl	Redutor de filtrado
Cloreto de sódio (NaCl)	lb/bbl	Inibidor de argila
Polímero catiônico	lb/bbl	Inibidor de argila
Triazina	lb/bbl	Bactericida
Óxido de magnésio	lb/bbl	Alcalinizante
Carbonato de cálcio (CaCO ₃)	lb/bbl	Obturante
Lubrificante	lb/bbl	Preventor de enceramento
Argila	lb/bbl	Contaminante
Hidróxido de Cálcio (Ca(OH) ₂)	lb/bbl	Contaminante

*QSP = Quantidade suficiente para o preparo.

O fluido foi preparado a partir da água doce. Inicialmente, foram adicionados os aditivos na seguinte sequência:

- Polímeros aniônicos (goma xantana, CMC, HPA, policelulose aniônica);
- Sal (NaCl);
- Polímero catiônico;
- Bactericida;
- Óxido de magnésio;
- Obturante;
- Preventor de enceramento.

Cada produto permaneceu agitando por 10 minutos. Após isso, o fluido foi deixado em repouso por 24 horas. Em seguida, o fluido foi agitado no Hamilton Beach por 5 minutos.

O fluido foi levado ao envelhecimento em uma estufa Roller Oven, modelo 704ES (Figura 9), permanecendo por 16 horas sob uma temperatura de 200°F. Este procedimento baseado na norma API 13B-1.

Figura 9 – Estufa Roller Oven 704ES



Fonte: Autor.

Foram preparados três fluidos, um fluido sendo original, sem contaminantes, que foi denominado de “Fluido A”. O segundo fluido foi contaminado com argila, denominado de “Fluido B”. O terceiro fluido foi contaminado com hidróxido de cálcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), denominado de “Fluido C”. A Tabela 3 mostra as composições dos fluidos e as suas respectivas concentrações.

Tabela 3 – Formulações dos fluidos e suas concentrações.

PRODUTO	FLUIDO A	FLUIDO B	FLUIDO C
	Concentração	Concentração	Concentração
	(lb/bbl)	(lb/bbl)	(lb/bbl)
Água doce	QSP	QSP	QSP
Goma xantana	1,5	1,5	1,5
CMC ADS	2,0	2,0	2,0
Hidroxi propil amido (HPA)	8,0	8,0	8,0
Polícelulose aniônica	3,0	3,0	3,0
Cloreto de sódio (NaCl)	12,0	12,0	12,0
Polímero catiônico	6,0	6,0	6,0
Triazina	0,3	0,3	0,3
Óxido de magnésio	0,5	0,5	0,5
Carbonato de cálcio (CaCO ₃)	15,0	15,0	15,0
Lubrificante	0,5	0,5	0,5
Argila	-	30,0	-
Hidróxido de Cálcio (Ca(OH) ₂)	-	-	3,0

As concentrações utilizadas têm como base os fluidos de perfuração aquosos usados em condições de campo. Este tipo de fluido é comumente utilizado em poços onshore perfurados na Bacia Potiguar e Bacia do Solimões e algumas situações, em poços offshore. As concentrações dos contaminantes, Argila (30 lb/bbl) e hidróxido de cálcio (Ca(OH)₂) foram baseadas em trabalhos já realizados e em testes laboratoriais de empresas da área de fluidos de perfuração.

3.1 Ensaios Reológicos

Para a determinação dos parâmetros reológicos, foi utilizado um viscosímetro da marca FANN, modelo 35A (Figura 10).

Figura 10 – Viscosímetro FANN, modelo 35A



Fonte: Autor.

O fluido foi introduzido ao copo metálico até uma marca interna no copo e posicionado até atingir uma linha que cobre os orifícios do rotor. Em seguida foi registrada a temperatura do fluido e, após checado que o termômetro marcava 80°F foram iniciadas as leituras nas seguintes rotações: 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm. Essas leituras foram registradas de acordo com a maior deflexão observada para cada rotação. Com esses valores foi possível determinar a viscosidade plástica, viscosidade aparente e o limite de escoamento. Para a determinação da força gel, o fluido foi agitado por 1 min na velocidade de 600 rpm e deixado em repouso por 10 segundos, obtendo-se o gel inicial. O gel final foi determinado com a mesma sequência do gel inicial, apenas variando o tempo em repouso, onde permaneceu por 10 minutos.

3.2 Massa Específica (lb/gal)

A massa específica foi determinada utilizando-se uma balança pressurizada da marca FANN, modelo 141 (Figura 11).

Figura 11 – Balança densimétrica pressurizada



Fonte: Autor.

O fluido foi inserido na célula da balança e completado até preencher todo espaço do recipiente. Este recipiente foi fechado com uma tampa, que possui uma válvula, e pressionado para baixo. Para pressurizar a balança foi utilizada uma bomba de pressurização, que funciona como uma seringa. Após constatada a pressurização, foi realizada a leitura em uma superfície plana e nivelada.

3.3 Filtrado API

Este ensaio teve como objetivo estimar a retenção/infiltração do fluido quando pressurizado contra uma superfície permeável. O filtro API utilizado foi da marca OFITE (Figura 12).

Figura 12 – Filtro API



Fonte: Autor.

O fluido foi introduzido em uma célula até 1 cm do topo. A célula foi posicionada no suporte e a tampa foi assentada. O parafuso foi apertado fazendo com que a tampa assentasse. A válvula de escape foi fechada e o sistema foi pressurizado com ar comprimido até atingir 100 psi no manômetro do filtro API. Foi posicionada uma proveta de 10 mL abaixo da célula para coletar o volume de filtrado. O teste teve duração de 30 min.

3.4 Cloretos

Este ensaio determinou a quantidade de cloretos totais (salinidade) presente no fluido de perfuração.

Através de uma titulação foi possível determinar a concentração de cloretos presente no fluido por uma reação do ânion cloreto (Cl^-) com o cátion prata (Ag^+), produzindo um precipitado branco e insolúvel, cloreto de prata (AgCl). Segue a sequência realizada:

- Foi medido 1 mL de filtrado e colocado em um erlenmeyer e diluído com 40 mL de água destilada;
- Adicionado 4 gotas de cromato de potássio (K_2CrO_4 – 5%);
- Titulado com uma solução de nitrato de prata (AgNO_3 – 0,282N) até que o indicador mudou da cor amarela para vermelho tijolo. Nesse momento foi parada a titulação e registrado o volume gasto da solução de nitrato de prata.

Para a determinação da salinidade em NaCl foram utilizadas as seguintes equações:

$$\text{Cl}^{-}(\text{mg/L}) = 10.000 \times V(\text{AgNO}_3) \quad (12)$$

$$\text{NaCl}(\text{mg/L}) = 1,65 \times \text{Cl}^{-} \quad (13)$$

3.5 Alcalinidade

A alcalinidade foi determinada através de uma titulação por reação de neutralização de íons alcalinos (OH^{-} , CO_3^{2-} e HCO_3^{-}) presentes no fluido e/ou no filtrado com uma solução de ácido sulfúrico (H_2SO_4) a uma concentração de 0,02 N. A sequência a seguir mostra o procedimento realizado:

- Foi medido 1 mL de fluido e colocado em um erlenmeyer;
- Diluído com 50 mL de água destilada;
- Adicionado 3 gotas de fenolftaleína;
- Titulado com ácido sulfúrico 0,02 N, agitando continuamente, até que a cor da amostra passou do rosa à cor original do fluido;
- A alcalinidade do fluido (Pm) foi o volume gasto (em mL) de H_2SO_4 0,02 N. A alcalinidade do filtrado (Pf) foi determinada seguindo o mesmo procedimento anterior, mas substituindo 1 mL de fluido por 1 mL de filtrado;
- A alcalinidade do filtrado (Pf) foi o volume gasto (em mL) de H_2SO_4 0,02 N. Após determinado o Pf, foi adicionado à amostra, 3 gotas de alaranjado de metila;
- A titulação foi continuada com H_2SO_4 0,02 N até a viragem do amarelo-alaranjado ao rosa. Então, a alcalinidade do filtrado ao alaranjado de metila (Mf) foi o volume total gasto (em mL) de H_2SO_4 0,02 N. Ou seja, volume gasto na primeira titulação (Pf) + volume gasto na segunda titulação.

A interpretação das alcalinidades e determinação da concentração dos íons OH^{-} , CO_3^{2-} e HCO_3^{-} é feita com a Tabela 4:

Tabela 4 – Interpretação das alcalinidades

	OH ⁻ (mg/L)	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)
Pf = 0	0	0	1220.Mf
2 Pf < Mf	0	1200.Pf	1220.(Mf - 2.Pf)
2 Pf = Mf	0	1200.Pf	0
2 Pf > Mf	340.(2.Pf - Mf)	1200.(Mf - Pf)	0
Pf = Mf	340.Pf	0	0

3.6 Teor de sólidos ativos – M.B.T (Methylene Blue Test)

Este ensaio teve como finalidade avaliar a quantidade de sólidos ativos (argilas reativas) presentes no fluido. A medida foi realizada através da adsorção do corante azul de metileno nos sólidos ativos. As argilas reativas são ricas em sódio e cálcio, íons móveis que são facilmente substituídos pelo cátion orgânico do indicador, lhe conferindo a cor característica. A concentração de argila reativa foi determinado de acordo com a sequência:

- Tomado 2 ml de fluido com o auxílio de uma seringa e transferido para um frasco erlenmeyer de 250 mL;
- Adicionados 15 mL de água oxigenada 3% (10 volumes);
- Adicionados 10 mL de água destilada.
- Adicionado 0,5 mL de H₂SO₄ 5 N;
- Aquecido até ebulição lenta, durante 10 minutos;
- Efetuada diluição com 75 mL de água destilada;
- Adicionado 0,5 mL da solução de azul de metileno (3,74 g/l) e agitado por 30 segundos;
- Inicialmente, foi observado um ponto azul cercado por uma auréola úmida incolor;
- Foi prosseguida a adição da solução de azul de metileno ao erlenmeyer com a amostra até que surgiu uma coloração azulada radiando-se do ponto central, por dentro da auréola úmida. Então, foi parada a titulação por 2 min. Efetuada a agitação e retirado mais uma gota. Observado a persistência da coloração dentro da auréola, onde foi finalizada a titulação.

O resultado da quantidade de sólidos ativos é calculado pela Equação 14:

$$MBT(lb/bbl) = 2,5 \times V_{MB} \quad (14)$$

Todos os procedimentos realizados foram baseados na norma API 13B-1.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão analisados e discutidos os resultados com base em valores obtidos nos ensaios realizados. Como o objetivo deste trabalho foi avaliar os efeitos causados pela contaminação por argila e hidróxido de cálcio, será iniciada a discussão dos resultados com o fluido sem contaminantes, apenas para avaliar se os aditivos suportaram o cisalhamento e a temperatura a que foram expostos. Em seguida, será comparado o fluido original (sem contaminantes) envelhecido com o fluido contaminado por argila envelhecido. Por último, será discutido e comparado os resultados obtidos com o fluido original envelhecido e o fluido contaminado com hidróxido de cálcio, também envelhecido.

4.1 Estudo do envelhecimento do fluido sem contaminantes

As propriedades do fluido sem contaminantes (Fluido A) foram avaliadas antes e após o envelhecimento (Tabela 5) para verificar se os aditivos suportam a temperatura e a taxa de cisalhamento exposta quando residente na célula da estufa roller oven. Observou-se que o volume de filtrado do fluido envelhecido reduziu, isso se deve ao fato de que os polímeros necessitam de cisalhamento para o seu melhor rendimento. Então, com a taxa de cisalhamento empregada e tempo que o fluido permaneceu na estufa, 16 horas contribuíram para um melhor rendimento dos polímeros. Houve variação também nas propriedades reológicas, onde as viscosidades plástica e aparente aumentaram após o envelhecimento. Seguindo a mesma linha de raciocínio, os polímeros quando sofrem cisalhamento melhoram seu rendimento, sendo efetivo nas suas funções. Quanto à alcalinidade parcial do filtrado (Pf), houve redução, de 0,4 no fluido antes do envelhecimento, para 0,0 após o envelhecimento. Isto foi devido ao fato de que quando mede-se o Pm, a análise é feita no próprio fluido, que contém uma fração aquosa ($f_a = v_a/v_t$). Então, quando a análise do Pm foi realizada, todo o OH^- (solúvel e insolúvel) reagiu com o ácido, H_2SO_4 N/50 na titulação. Já no filtrado, que contém apenas a fase aquosa, houve redução do pH de 9,0 (antes do envelhecimento) para 8,0 (após o envelhecimento), onde não foi possível identificar a presença de hidroxilas, OH^- . Com relação ao peso específico, não houve variação, comprovando que o fluido permaneceu homogêneo. Não ocorreu variação no MBT, pois não houve adição de sólidos ativos (contaminantes). Quanto à salinidade, não houve variação também, comprovando que o sal manteve-se dissolvido no fluido.

Tabela 5 – Propriedades do fluido A antes e após o envelhecimento.

PROPRIEDADES	UNIDADE	FLUIDO A	FLUIDO A
		(antes do envelhecimento)	(após o envelhecimento)
Viscosidade plástica (VP)	lbf/100ft ²	35	53
Limite de escoamento (LE)	lbf/100ft ²	80	72
Viscosidade aparente (VA)	lbf/100ft ²	75	89
Gi	lbf/100ft ²	17	18
Gf	lbf/100ft ²	30	25
Massa específica	lb/gal	8,9	8,9
Filtrado API	mL	9,5	7,5
pH	-	9,0	8,0
MBT	lb/bbl	1,25	1,25
Pm	mL	1,3	1,2
Pf	mL	0,4	0,0
Mf	mL	0,4	0,0
Cloretos totais	mg/L	35.000	35.000
Salinidade em NaCl	mg/L	57.750	57.750

4.2 Efeitos da contaminação por argila

Para estudar os efeitos da contaminação por argila, os fluidos foram igualmente envelhecidos e deixados em repouso. Na Tabela 6, é possível verificar que ocorreu variação no MBT, o fluido contaminado com argila (Fluido B) apresentou um valor bem superior ao fluido não contaminado (Fluido A). Isso já era esperado, pois o teste do MBT visa identificar justamente os sólidos ativos, neste caso a argila. Analisando o volume de filtrado, o fluido B apresentou um menor volume porque a argila atuou no controle do filtrado. Quanto às propriedades reológicas, praticamente não houve alteração. A explicação para isso, é que o fluido contém polímero catiônico, que é um inibidor de argila e o sal (NaCl), que também inibi o inchamento da argila. Logo, nessa concentração de 30 lb/bbl de argila, os inibidores atuaram de forma satisfatória, impedindo o inchamento da argila e o consequente aumento das propriedades reológicas. Avaliando a alcalinidade, não houve variações entre as alcalinidades parciais do filtrado e as alcalinidades totais. Isto é explicado pelo fato de não ocorrer adição

de contaminantes que contenham hidroxila dissociada em meio aquoso. Já a alcalinidade parcial do fluido (Pm), apresentou uma pequena variação, provavelmente, devido à titulação, o que ocorre também na salinidade.

Tabela 6 – Propriedades dos fluidos A e B

PROPRIEDADES	UNIDADE	FLUIDO A	FLUIDO B
Viscosidade plástica (VP)	lbf/100ft ²	53	50
Limite de escoamento (LE)	lbf/100ft ²	72	74
Viscosidade aparente (VA)	lbf/100ft ²	89	87
Gi	lbf/100ft ²	18	19
Gf	lbf/100ft ²	25	20
Massa específica	lb/gal	8,9	9,0
Filtrado API	mL	7,5	6,7
pH	-	8,0	8,0
MBT	lb/bbl	1,25	27,5
Pm	mL	1,2	1,1
Pf	mL	0,0	0,0
Mf	mL	0,0	0,0
Cloretos totais	mg/L	35.000	34.000
Salinidade em NaCl	mg/L	57.750	56.100

4.3 Efeitos da contaminação por hidróxido de cálcio (Ca(OH)₂)

Na Tabela 7, observa-se que a contaminação por hidróxido de cálcio causou alteração em praticamente todas as propriedades do fluido, com exceção da massa específica e da salinidade, que sofreu uma pequena redução. O fluido contaminado (Fluido C) apresentou valores de viscosidade e limite de escoamento bem inferiores ao fluido não contaminado (Fluido A). Isto se deve ao fato de que os polímeros de caráter aniônico (CMC e policelulose aniônica) são bastante sensíveis ao aumento excessivo do pH e à presença de cátions, onde com a dissociação do hidróxido de cálcio em meio aquoso, ocorre uma troca iônica do sódio (Na⁺) presente na CMC pelo íon Ca²⁺, presente no hidróxido de cálcio, e com isso o polímero perde a sua efetividade. O valor de filtrado menor no fluido contaminado é justificado pela

precipitação dos polímeros com o aumento do teor de cálcio e o pH, pois passam a formar reboco durante a filtração API. As alcalinidades parciais do fluido (Pm) e do filtrado (Pf) mais elevadas do que o fluido não contaminado são justificadas pelo aumento das hidroxilas (OH^-), elevando assim o caráter alcalino do fluido. Ao determinar o Pm, a análise é feita no fluido, onde apenas uma fração é fase água ($f_a = v_a/v_t$). Obviamente, quando a análise do Pm é realizada, todo o $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (solúvel e insolúvel) é levado a reagir com o H_2SO_4 N/50. Portanto, quando se determina o Pm, mede-se o $\text{Ca}(\text{OH})_2$ dissolvido e o não dissolvido. Já no filtrado, determina-se apenas a presença do hidróxido dissolvido. A alcalinidade Mf é igual à Pf porque não há íons bicarbonato no fluido.

Tabela 7 – Propriedades dos fluidos A e C

PROPRIEDADES	UNIDADE	FLUIDO A	FLUIDO C
Viscosidade plástica (VP)	lbf/100ft ²	53	24
Limite de escoamento (LE)	lbf/100ft ²	72	16
Viscosidade aparente (VA)	lbf/100ft ²	89	32
Gi	lbf/100ft ²	18	13
Gf	lbf/100ft ²	25	18
Massa específica	lb/gal	8,9	8,9
Filtrado API	mL	7,5	3,5
pH	-	8,0	13,0
MBT	lb/bbl	-	-
Pm	mL	1,2	9,1
Pf	mL	0,0	2,0
Mf	mL	0,0	2,0
Cloretos totais	mg/L	35.000	33.000
Salinidade em NaCl	mg/L	57.750	54.450

5. CONCLUSÕES

A partir dos resultados obtidos, é possível concluir que o fluido preparado tem grande aplicabilidade em perfuração de poços de petróleo, sendo resistente à contaminação por argila, onde o polímero catiônico juntamente com o sal atuaram de forma eficaz como inibidores de inchamento de argila.

Quanto à contaminação por hidróxido de cálcio, foi possível perceber que os polímeros aniônicos são bastante sensíveis ao aumento do pH e à presença do cátion bivalente, Ca^{2+} , pois ocorreram grandes variações nas propriedades dos fluidos.

Para esse tipo de fluido é importante manter o pH dentro da faixa adequada (8,5 – 9,5) para que não seja prejudicado o rendimento dos polímeros.

Deve ser evitado a utilização deste tipo de fluido para o corte do cimento, tendo em vista que o $\text{Ca}(\text{OH})_2$, através da dissociação em meio aquoso, faz com que o íon Ca^{2+} prejudique o rendimento dos polímeros. Caso seja necessário cortar cimento com esse fluido, realizar tratamento preventivo com bicarbonato de sódio ou, caso não tenha disponível, carbonato de sódio evitando a perda de rendimento dos polímeros.

Fluido indicado para perfuração de Folhelhos de alta reatividade, que provocam fechamento e/ou desmoronamento das paredes do poço, incremento da reologia, enceramento da coluna de perfuração e obstrução do anular.

A aplicação deste fluido permite a perfuração de elevadas taxas de perfuração.

6. REFERÊNCIAS

AMOCO PRODUCTION COMPANY. **Drilling Fluids Manual**. Disponível em: <www.4shared.com>. Acesso em: 22 de abril, 2016.

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

API, **Norma API Recommended Practice 13B-1**, four edition, 2009.

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

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

BURKE, C.J.; Veil, J.A., **Synthetic-Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses**, Oil & Gas Journal 27, 59-64 (1995).

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

DIAZ. E. **Reologia aplicada a revestimentos de papel**. Curso de especialização em papel e celulose. 2002.

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

FERRAZ, A.I., **Manual de Engenharia dos Fluidos de Perfuração**, Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, Inc. Houston, Texas, 1977.

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

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

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

M-I SWACO, **Drilling Fluids Engineering Manual**, 2006.

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

ROCHA, L. A. S. **Projeto de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos.** Ed. Interciência: PETROBRAS, 2009.

SANTOS, N.R. **Fluidos Aquosos. Apostilha de Fundamentos de Fluido.** Curso Básico de Perfuração - Universidade Federal do Rio grande do Norte. Laboratório de pesquisa em petróleo e gás natural - LAPET, Natal/RN, 2005. 28p.

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

SILVA NETO, M. A. **Contribuição Técnica de um Sistema de Emulsão Inversa à Base de Óleos Vegetais para Fluidos de Perfuração.** 2002. 105 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal: DEQ/PPGEQ, 2002.

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