



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMI-ÁRIDO
CAMPUS PAU DOS FERROS
DEPARTAMENTO DAS CIÊNCIAS EXATAS E NATURAIS
CURSO DE BACHARELADO EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA

THAÍS PEREIRA CAVALCANTI

AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS E DE FILTRAÇÕES DE
FLUÍDOS DE PERFURAÇÃO ARGILOSO

PAU DOS FERROS – RN

2015

THAÍS PEREIRA CAVALCANTI

AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS E DE FILTRAÇÕES DE
FLUÍDOS DE PERFURAÇÃO ARGILOSO

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Universidade Federal Rural do Semi-Árido –
UFERSA, Campus Mossoró para obtenção do
título de Bacharel em Ciência e Tecnologia.

Orientador (a): Prof. Dr. Rodrigo César
Santiago – UFERSA

PAU DOS FERROS – RN

2015

© Todos os direitos estão reservados à Universidade Federal Rural do Semi-Árido. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do (a) autor (a), sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996, e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tornar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata. A mesma poderá servir de base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu (a) respectivo (a) autor (a) sejam devidamente citados e mencionados os seus créditos bibliográficos.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Biblioteca Campus Pau dos Ferros (BCPDF)

Setor de Informação e Referência

C376a Cavalcanti, Thaís Pereira.

Avaliação das propriedades de reológicas e de filtrações de fluídos de perfuração argiloso/ Thaís Pereira Cavalcanti -- Pau dos Ferros, 2015.

35f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo César Santiago

Monografia (Graduação em Ciência e Tecnologia) –
Universidade Federal Rural do Semi-Árido.

1. Fluido de perfuração. 2. Perfuração de poços. 3.
Perfuração de petróleo - Argila. I. Título.

RN/UFERSA/BCPDF

CDD: 620.106

Bibliotecário: Eugênio Pacelli Ferreira da Costa

CRB-15/658

THAÍS PEREIRA CAVALCANTI

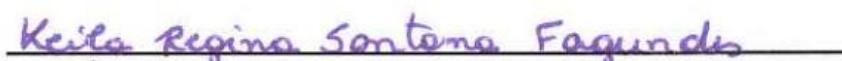
Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Universidade Federal Rural do Semi-Árido –
UFERSA, Campus Mossoró para obtenção do
título de Bacharel em Ciência e Tecnologia.

APROVADA EM: 03 / 02 / 2015

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Rodrigo César Santiago
Presidente



Prof^a. Dra. Keila Regina Santana
Primeiro Membro



Prof. Dr. Jardel Dantas da Cunha
Segundo Membro

A minha avó, **Elenilda Pereira de Alencar**, “vó Lilida” (in memoriam), que sempre torceu e felicitou-se com minhas conquistas. Com seu jeito genuíno e único sempre ajudou em todos os momentos que estive presente, se tornando inesquecível.

A minha mãe, **Maria da Penha**, por todo o seu esforço e dedicação, sem eles não conseguiria chegar onde estou. Pessoa por quem eu tenho total admiração, uma MÃE que ultrapassa os limites de todos os significados atribuídos a essa palavra.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por todas as conquistas, oportunidades e momentos que tenho vivido. Por ser meu sustento nas horas mais difíceis de cansaço e angústia. Por ter me conduzido por os melhores caminhos, iluminado sempre minhas escolhas e me ajudado a viver muitos momentos felizes.

Ao meu pai, Francisco Alencar Cavalcanti, e a minha mãe, Maria da Penha Severo Pereira, por toda a educação, conselhos, amor e por me incentivarem a sempre buscar um bom futuro mas sempre deixando que eu trilhe por minhas escolhas. Por todo cuidado que sempre passaram para mim e para meus irmãos, Thainá e Thiago, pessoas também muito especiais e importantes.

A minha avó Zuleide, por todos os cuidados, todos os conselhos, amor, carinho e toda ajuda. Sempre presente e vibrando cada conquista de seus netos.

Aos meus tios, tias, primos e primas. Em especial a tia Naia, Zuleidinha, França e Lucélia. Por também sempre comemorarem todas as conquistas.

A Mercês, pessoa escolhida por Deus para cuidar de mim nos momentos que estou longe de casa, por todo cuidado, dedicação e amor.

Ao meu namorado e amigo, Luis Philipe Sampaio, por todo o companheirismo, cuidado, por estar sempre presente e pela paciência para me aguentar nos momentos de estresse.

Aos meus amigos, que sempre incentivaram, acreditaram, ajudaram, aconselharam e estiveram presentes nos momentos de alegrias e tristezas.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Rodrigo César Santiago, por se dispor a me ajudar nesse trabalho e pela colaboração.

A professora Dra. Keila Regina, por permitir que eu assistisse a suas aulas de laboratório de fluidos de perfuração e ao Professor Dr. Jardel por todo o apoio e auxílio no início

A técnica de laboratório de fluidos, Daianni Ariane, por ensinar a manusear os equipamentos necessários, ajudar no preparo das formulações e fornecer alguns materiais para o desenvolvimento da fundamentação teórica do trabalho.

A todos os professores e colegas que contribuíram até aqui na minha vida estudantil.

“Se as coisas são inatingíveis... ora! Não é motivo para não querê-las... Que tristes os caminhos, se não fora a presença distante das estrelas!”

(Mário Quintana)

RESUMO

A extração do petróleo, principal fonte de energia, é um processo que necessita da ajuda de alguns equipamentos, como por exemplo uma estrutura que contém entre outras coisas uma broca. Essa broca utiliza seu peso e rotação para perfurar a rocha e precisa do auxílio de um fluido para resfria-la, para carrear para a superfície os pedaços de rocha que foram triturados e até mesmo mantê-los em suspensão. O fluido utilizado é chamado de Fluido de Perfuração ou Lama e é classificado em Fluido base água, Fluido base óleo e Fluido base gás. É importante que ele tenha propriedades especiais, como viscosidade, força gel (é o que determina se o fluido conseguirá manter os cascalhos em suspensão) e filtrado (determina se a água do fluido está penetrando na formação), que são determinadas de acordo com o tipo de rocha que será perfurada. Essas propriedades são alteradas através de substâncias que são adicionadas ao fluido, chamadas de aditivos. A argila é um aditivo bastante utilizado em fluidos à base água para fases iniciais da perfuração. Ela consegue conferir ao fluido uma consistência viscosa e manter os cascalhos em suspensão de acordo com a concentração de massa que é utilizada. Assim o presente trabalho consiste na avaliação da influência da concentração das propriedades reológicas e filtração de um fluido de perfuração base água, mostrando que essas propriedades variariam de acordo com a massa de argila que é utilizada.

Palavras-Chave: Argila. Fluido de perfuração. Perfuração de poços. Petróleo.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	OBJETIVOS	2
2.1	OBJETIVO GERAL	2
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
3.	REVISÃO DA LITERATURA	3
3.1	FLUIDO DE PERFURAÇÃO	3
3.2	CARACTERÍSTICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	5
3.3	FUNÇÕES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	5
3.4	CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	7
3.4.1	Fluidos à base água	7
3.4.2	Fluidos à base óleo	10
3.4.3	Fluidos à base gás	11
3.5	PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	11
3.6	ADITIVOS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	15
3.6.1	Argila	19
4.	METODOLOGIA EXPERIMENTAL	24
4.1	MATERIAIS	24
4.2	ENSAIOS REALIZADOS	25
4.2.1	Preparo dos Fluidos	25
4.2.2	Parâmetros Reológicos	25
4.2.3	Forças Géis	26
4.2.4	Parâmetro de Filtrado	26
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	27
5.1	PARÂMETROS REOLÓGICOS	27
5.2	FORÇAS GÉIS	29
5.3	PARÂMETROS DE FILTRAÇÃO	31

6. CONCLUSÃO	33
REFÊNCIAS.....	34

LISTA DE FIGURAS

Figura 1–Trajetória de um fluido de perfuração.....	4
Figura 2 - (a) folha de silicato tetraédrica e da (b) folha central octaédrica estrutura do argilomineral montmorilonita.	20
Figura 3 -Estrutura do argilomineralmontmorilonita.	20
Figura 4 - Hidratação da montmorilonita cálcica e da montmorilonita sódica.....	22
Figura 5 – Associações das partículas de argilas.....	23
Figura 6 – Fluxograma experimental.....	25
Figura7 – Resultado dos parâmetros reológicos.....	28
Figura 8 – Resultado das Forças Géis.....	30
Figura 9 – Resultado do parâmetro de filtração	31

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Aditivos mais utilizados e suas respectivas funções e efeitos nas perfurações	18
Tabela 2 – Formulação dos Fluidos	24
Tabela 3 -Propriedades reológicas e suas equações.....	26
Tabela 4 – Resultado dos parâmetros reológicos	27
Tabela 6 –Resultados das forças géis.	30
Tabela 7 – Resultados do parâmetro de filtração	31

1. INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração, também chamados de lamas de perfuração, podem ser definidos como fluidos de circulação utilizados para auxiliar a perfuração de poços, desempenhando uma série de funções. Seu uso antecede à indústria de petróleo, pois desde a antiguidade os fluidos eram utilizados para auxiliar as ferramentas na perfuração de poços com outras finalidades. Os fluidos podem ser classificados em quatro diferentes categorias: fluidos à base de ar, fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e os recentes fluidos sintéticos. Entre os fluidos à base de água, destacam-se os constituídos por uma dispersão de água (fase contínua) e argila (fase dispersa) que são denominados de fluidos à base de água aditivados com argila ou hidroargilosos. Estes são amplamente utilizados tanto em perfurações terrestres (*on-shore*) quanto marítimas (*off-shore*) e são considerados fluidos ambientalmente seguros. Atualmente, a bentonita sódica é a argila comercial mais utilizada em fluidos de perfuração, sendo adicionada ao fluido para melhorar suas propriedades e funções, como: limpeza do poço, formação de uma película fina e de baixa permeabilidade (reboco), estabilização das paredes do poço e lubrificação e resfriamento da broca (AMORIM, 2003).

Portanto, é interessante se avaliar quais concentrações ideais de argila para as formulações de fluidos de perfuração de acordo com as necessidades específicas de cada poço ou cada fase perfurada, identificando as possíveis ações secundárias em outros parâmetros importantes dos fluidos para atender às características das operações.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar a influência do aumento da concentração de argila no comportamento reológico, forças géis e filtrado em fluidos de perfuração base água.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conhecer as características, classificações, funções, propriedades e aditivos de um fluido de perfuração.

- Instruir-se na utilização de equipamentos que envolvem a preparação de um fluido de perfuração base água, bem como as normas que regem os procedimentos de preparo e de análise.

3. REVISÃO DA LITERATURA

3.1 FLUIDO DE PERFURAÇÃO

O petróleo, substância oleosa e inflamável, constitui a principal fonte de energia, atualmente. Tem suma importância na economia, sendo responsável por várias mudanças geopolíticas e socioeconômicas no mundo todo. O primeiro poço de petróleo foi descoberto por George Bissel, natural da Pensilvânia (EUA), em 1859, o que representou um marco histórico. No Brasil, as primeiras buscas por petróleo aconteceram entre 1892 e 1896, por Eugênio Ferreiro de Camargo, porém não houve sucesso, pois ao invés de petróleo, foi encontrada água sulfurosa. Devido sua importância estratégica mundial, o petróleo foi responsável pelo crescimento da economia internacional, além de possibilitar que grandes centros consumidores pudessem usufruir dessa fonte de energia, independentemente da distância (ZAINÉ, 2012).

Para se descobrir reservas de petróleo e, posteriormente, coloca-las em produção, é necessária a perfuração de diversos poços de petróleo. Essas operações de perfuração são bastante complexas, envolvendo diversas disciplinas da engenharia, química e geologia. Além disso, são operações altamente onerosas, o que faz da perfuração uma das etapas mais importantes na implantação de um projeto de produção de um campo de petróleo (DIVÉNYI, 2009).

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda. Na perfuração rotativa, segundo Divényi (2009), uma broca é conectada à extremidade inferior de uma coluna de aço, chamada de coluna de perfuração, e descida até tocar a formação. Então é aplicado um peso sobre a broca e rotação sobre a coluna, o que faz a broca cortar a rocha e avançar pela formação. A coluna é composta basicamente de tubos de perfuração (comumente conhecidos por seu nome em inglês, drill-pipe), que são tubos de aço ocos e delgados com conexões rosqueadas, e comandos (ou drill-collars), que são tubos pesados de aço, de paredes bem mais espessas que as dos tubos de perfuração.

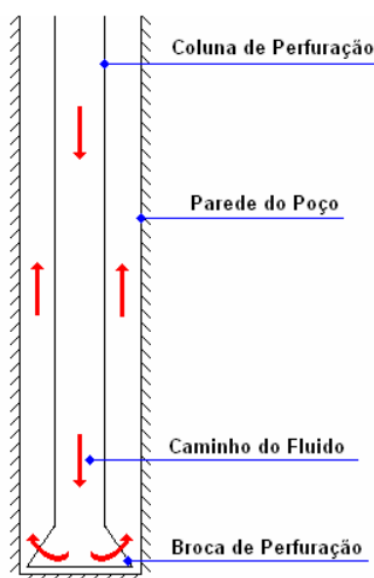
Quando a broca está perfurando as rochas, vários cascalhos são gerados e podem acabar prendendo a coluna de perfuração. Para evitar esse tipo de dano utiliza-se um fluido que possui certas características especiais. Esse fluido é conhecido como Fluido de Perfuração ou Lama e possui várias funções, entre elas a de carrear os cascalhos gerados até a superfície.

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

O fluido de perfuração é bombeado para dentro do poço através da tubulação central. Ao sair, sob pressão, no final do tubo, o fluido arrasta os detritos de rocha e retorna à superfície pelo espaço anular entre a tubulação e as paredes do poço. O fluido deve circular a uma velocidade maior do que a velocidade de sedimentação das partículas removidas, a fim de que os resíduos possam chegar à superfície (BALTAR; LUZ, 2003).

A Figura 1 mostra o caminho de um fluido de perfuração.

Figura 1–Trajetória de um fluido de perfuração.



Fonte: http://www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/apostilas/engenheiro_do_petroleo/perfuracoes.pdf

O fluido de perfuração está relacionado, direta ou indiretamente, com a maioria dos problemas na perfuração. Isto não quer dizer que este seja a causa ou a solução para todos os problemas de perfuração, porém, é a ferramenta que pode ser usada para aliviar situações problemáticas. A seleção e a aplicação do fluido de perfuração são fatores chave para o sucesso de toda a operação da perfuração (ANNIS E SMITH, 1996 apud MELO, 2008).

3.2 CARACTERÍSTICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

O fluido de perfuração é um elemento indispensável durante as atividades de perfuração de um poço. Para este desempenhar suas funções corretamente é importante que ela tenha algumas características gerais. Thomas et al. (2001), menciona as características a seguir:

- Ser estável quimicamente;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Facilitar a separação dos cascalhos 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;
- Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço; e
- Apresentar custo compatível com a operação.

3.3 FUNÇÕES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

As funções principais dos fluidos de perfuração são: limpar, resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração, controlar as pressões das camadas a serem perfuradas, de modo a impedir o influxo dos fluidos nelas existentes, trazer para a superfície os cascalhos gerados durante a perfuração, evitar a decantação dos cascalhos durante as paradas na circulação, estabilizar as paredes do poço através de mecanismos físico-químicos, transmitir potência hidráulica à broca, minimizar ou reduzir a corrosão da coluna de perfuração e dos equipamentos de superfície de sonda, transmitir para a superfície dados de parâmetros de perfuração (PETROBRAS, 1991 apud MELO, 2008).

Algumas das funções dos fluidos de perfuração serão descritas segundo Schaffel (2002 apud GRA, 2008):

- Limpar o poço e transportar o cascalho para a superfície.

O fluido de perfuração tem a função de “limpar” o poço, ou seja: abrir passagem para a broca, retirando os pedaços de rocha já triturados, para que não haja perda de tempo “retriturando-os”, o que reduz a taxa de penetração nas formações. O cascalho é carreado para a superfície pelo espaço anular situado entre a coluna de perfuração e as paredes do poço.

- Proteger e suportar a parede do poço.

O fluido fornece a pressão hidrostática necessária para evitar o colapso das paredes do poço. O controle das pressões no interior do poço é feito pelo fluido através da geração de uma pressão hidrostática superior à pressão dos fluidos das formações (aqueles contidos nos poros das formações) cortadas pela broca. Quando esta pressão hidrostática se torna menor do que a das formações, e em presença de meios porosos, pode ocorrer o fluxo de fluido da formação para o interior do poço, que se não devidamente controlado pode se transformar numa erupção (blowout). Quando o fluido exerce pressão sobre as paredes do poço, uma parcela penetra nos poros da formação (filtrado). As partículas sólidas da lama grudam nas paredes do poço formando uma fina camada impermeável que estabiliza as formações (mud cake, que pode ser traduzido como “reboco”). Esta camada além de estabilizar as paredes do poço reduz a absorção de fluido de perfuração pelas formações, a chamada perda de fluido, quando se diz que “o poço está bebendo”. Um argilo-mineral viscosificante denominado bentonita é freqüentemente adicionado à lama para melhorar sua habilidade em formar o referido “reboco” estabilizando as paredes do poço.

- Prevenir a entrada de fluidos de formação para dentro do poço.

A pressão hidrostática do fluido de perfuração no poço pode ser a mesma, maior ou menor do que a pressão das formações perfuradas. Quando a pressão do fluido no poço é igual à das formações diz-se que o poço está balanceado (balanced). Quando ela é menor do que a das formações diz-se que o poço está subbalanceado (underbalanced). E quando é maior que a das formações diz-se que o poço está sobrebalanceado (overbalanced). No caso underbalanced é permitida e pode ocorrer a penetração de fluidos da formação no interior do

poço. Este fluxo é denominado kick, que pode progredir para uma erupção se não controlado. Portanto, a perfuração deve ser conduzida com um fluido de peso/densidade que proporcione a pressão adequada para manter os fluidos da formação longe do poço, a menos que a perfuração seja underbalanced.

- Trazer à superfície informações a respeito das formações perfuradas.

O cascalho e o fluido de perfuração que chegam à superfície constituem valiosas fontes de informações sobre as formações que estão sendo perfuradas. Geólogos examinam o cascalho para saber que tipo de formação estão perfurando no momento, assim como os técnicos de fluido de perfuração analisam o seu retorno, avaliando o seu comportamento face às camadas perfuradas.

3.4 CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos podem ser classificados segundo o constituinte principal da fase contínua (ou dispersante) em fluidos de base aquosa (ou base água) e fluidos de base não-aquosa. São tradicionalmente classificados, como fluidos base gás, fluidos base óleo, fluidos base água. Uma nova classe de fluidos de perfuração encontra-se em desenvolvimento: os sintéticos (MELO, 2008).

3.4.1 Fluidos à base água

Segundo Ferraz (1977 apudSilva, 2010) os fluidos à base de água são constituídos, basicamente, por três componentes: a fase água, que é a fase contínua do fluido e dependendo da localização do poço a ser perfurado e/ou da água disponível esta pode ser água doce, salgada, dura, branda, etc.; a fase dos sólidos reativos, constituída por argilas comerciais e por argilas e folhelhos hidratáveis provenientes das formações geológicas que estão sendo perfuradas, e a fase dos sólidos inertes, constituída por sólidos tais como calcário ou areia.

Entre os sólidos inertes há a barita, que é adicionada aos fluidos para aumentar massa específica.

Os fluidos de perfuração de base água podem ser classificados em cinco grandes categorias: inicial, disperso, inibido, baixo teor de sólidos e emulsionado com óleo. Silva (2010), descrevem essas subclassificações da seguinte forma:

a) Fluido Inicial ou Convencional

Os fluidos utilizados no início de uma operação de perfuração de poços petrolíferos, isto é, até se fixar o revestimento de superfície ou até mesmo na operação de poços rasos, são, em geral, compostos de água e argila. Esta pode ser adicionada intencionalmente ou incorporada durante a perfuração das camadas superficiais de areias inconsolidadas e/ou calcáreos, que podem conter alguma argila ou intercalações de formações argilosas. A principal argila comercial é a bentonita, que é adicionada a água com a função principal de aumentar a viscosidade, força gel e o limite de escoamento. Além disto, ela também exerce controle sobre a taxa de filtração. A atapulgita é outra argila comercial, de emprego muito restrito, que pode ser adicionada diretamente na água do mar ou salgada com qualquer concentração de sal, com o objetivo de elevar a viscosidade. Contudo, apesar dessa argila apresentar boa capacidade de viscosidade, ela não mostra nenhum controle sobre o filtrado. A dispersão de bentonita em águas com salinidade superior a 10.000 *ppm* só é possível se houver uma “pré-hidratação” em água doce. É comum nas perfurações de plataforma marítima a bentonita em água doce para, posteriormente, diluir com água do mar.

b) Fluidos Dispersos

Os fluidos de perfuração mais simples são compostos de água e argila, natural ou comercial. Eles são empregados na perfuração de poços rasos ou da fase inicial de poços profundos. Se a perfuração é iniciada com água e ocorre incorporação de argila nativa, o fluido é denominado de “nativo” ou “natural”. Entretanto, quando a bentonita comercial é usada, o fluido é denominado do tipo água-bentonita. Se além da bentonita for adicionado um agente flocculante, então se denomina “fluido flocculado”. Geralmente, os fluidos iniciais

apresentam baixa resistência aos contaminantes da perfuração. Portanto, ao se perfurar um grande trecho de argila hidratável, a viscosidade do fluido aumenta demasiadamente, sendo necessário executar tratamentos, como a diluição, remoção dos sólidos ou a adição de dispersantes, levando-se em consideração, obviamente, a onerosidade de tal execução. O tratamento químico com dispersantes tende a converter o “fluido inicial” para um fluido “disperso”. Sendo assim, podemos definir um fluido disperso em função da sua composição, dizendo que o mesmo possui um teor razoável de agente dispersante.

c) Fluidos Inibidos

Os fluidos inibidos são aqueles programados para a perfuração de formações ativas, isto é, hidratáveis, dispersíveis e até mesmo solúveis, tais como argilas, folhelhos, margas e sal. A inibição destes sistemas se refere à redução da atividade química da fase dispersante e a adsorção de materiais que possam reduzir a taxa de hidratação das formações. Os principais inibidores químicos são os sais ou eletrólitos, assim como os principais responsáveis por tal característica, de natureza física, são os polímeros.

d) Fluidos com baixo teor de sólidos

As principais características são: um baixo peso específico, um baixo poder de inibição e, ainda, não dispersão do sistema fluido. Em termos de aplicações, podemos observá-los em perfurações de certas áreas de baixa pressão e/ou com formações frágeis ou pouco consolidadas. Nestes casos, torna-se necessário perfurar com um fluido leve, com baixo teor de sólidos, pois estes fluidos de baixa densidade reduzem os riscos de perda de circulação. Além desta, também são usados na perfuração de fases iniciais e nas formações duras e inertes, já que possibilitam um incremento na taxa de penetração.

e) Fluidos Base Água Emulsionados

Os fluidos à base de água emulsionados são gerados após uma mistura mecânica de dois líquidos imiscíveis ou parcialmente imiscíveis. Nestes, quase sempre uma das fases é

aquosa e a outra é oleosa. Se o óleo é a fase dispersa, tem-se uma emulsão de óleo em água (O/A), caso contrário, temos uma emulsão (A/O), na qual a água é a fase dispersa. A estabilidade de uma emulsão em relação à separação de fases é uma das suas propriedades mais importantes. Consegue-se uma emulsão estável adicionando-se uma substância tensoativa que atue reduzindo a tensão superficial entre os componentes líquidos. Esta substância estabilizadora de emulsão é conhecida por emulsificante e forma uma camada orientada ou interface dos líquidos.

As principais características destes sistemas são a baixa densidade, o elevado índice de lubricidade, devido a presença de fase óleo, alta viscosidade plástica, baixo limite de escoamento e forças géis, reologia e estabilidade afetadas, principalmente pelas quantidades relativas das fases líquidas. Dentre as principais aplicações, podemos observá-los em formações de calcário, de baixa pressão e/ou com baixo gradiente de fratura, reservatórios depletados, formações com grandes possibilidades de perda de circulação, bem como em poços direcionais.

3.4.2 Fluidos à base óleo

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 baixíssimas 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 (MACHADO, 2002 apud MELO, 2008).

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 nos meios marinhos (DUARTE, 2004 apud MELO, 2008).

3.4.3 Fluidos à base gás

Perfuração a ar ou gás é um termo genérico aplicado quando o ar ou o gás, como todo ou parte, é usado como fluido circulante na perfuração rotativa. Algumas situações recomendam a utilização destes fluidos de baixa densidade, tais como zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos. Também em formações muito duras como basalto ou o diabásio e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo. A perfuração com ar puro utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio como fluido, tendo aplicação limitada a formações que não produzam elevadas quantidades de água, nem contenham hidrocarbonetos. Esta técnica pode ser aplicada em formações duras, estáveis ou fissuradas, onde o objetivo é aumentar a taxa de penetração (SILVA, 2003).

3.5 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 apud MELO, 2008).

Os fluidos exercem, devidamente, suas funções quando suas propriedades físicas e químicas são ajustadas para cada tipo de situação desejada. As propriedades físicas mais importantes, e frequentemente medidas nas sondas, são: massa específica, parâmetros reológicos, forças géis (inicial e final), parâmetros de filtração e teor de sólidos. As propriedades químicas mais frequentemente determinadas nos laboratórios das sondas são: pH, teores de cloreto, de bentonita e a alcalinidade. (MELO, 2008).

Algumas das propriedades físicas são:

a) Parâmetros reológicos

Na indústria do petróleo é muito importante o conhecimento do comportamento reológico dos diversos tipos de fluidos empregados nas etapas de perfuração, pois é através

desta análise reológica que se obtêm propriedade como viscosidade, plasticidade, elasticidade e o escoamento da matéria, ou seja, o comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos seus 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. (MACHADO, 1983 apud SILVA, 2010).

Segundo Melo (2008), o controle de propriedades reológicas é de vital importância nas operações de perfuração, pois elas são responsáveis pela remoção dos cascalhos perfurados. Além disso, influenciam no progresso da perfuração, que se chama de taxa de penetração. No campo as propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são: viscosidade aparente, viscosidade plástica e limite de escoamento.

A viscosidade aparente é a viscosidade do fluido quando medida a uma determinada taxa de cisalhamento, que, no caso dos fluidos de perfuração, é fixada pelo American Petroleum Institute (API). (AMERICAN, 1979 apud FÉLIX et al. 2007)

A viscosidade plástica é definida como a medida da resistência interna do fluido ao escoamento, resultante da interação dos sólidos presentes, ou seja, a VP é uma medida da fricção resultante do choque das partículas entre si (Amorim, 2003) e depende da concentração de sólidos no fluido. Quanto maior o teor de sólidos, maior a fricção entre as partículas e, conseqüentemente, maior a viscosidade. (BARBOSA, 2006).

O limite de escoamento (LE) é o segundo componente da resistência ao fluxo. Fisicamente, LE representa o valor mínimo de tensão cisalhante que deve ser aplicado ao fluido para que este inicie o escoamento (Amorim, 2003). Também é considerado como uma medida das forças eletroquímicas ou de atração presentes no fluido, resultante das cargas positivas e negativas das superfícies das partículas. (BARBOSA, 2006).

b) Densidade

Uma importante função de um fluido de perfuração é controlar a pressão do fluido no poço. Como muitas formações são hidrostáticamente pressurizadas (overpressured) e a pressão no poço deve ser mantida maior do que a da formação, a pressão no poço deve ser normalmente maior que a pressão hidrostática da água pura para prevenir o blowout. A pressão do fluido no poço é controlada variando a densidade do fluido de perfuração. A densidade varia adicionando-se sólidos pesados ao fluido. (CARVALHO, 2005).

Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pela pressão de poros (limite mínimo) e pela pressão de fratura (limite máximo). (THOMAS et al, 2001).

Quando se deseja aumentar a densidade de um certo fluido adiciona-se geralmente a baritina, BaSO_4 , que tem densidade de 4,25, enquanto a densidade dos sólidos perfurados é em torno de 2,60. Para reduzir a densidade dos fluidos à base de água, dilui-se com água (densidade 1,00) ou óleo diesel (densidade 0,82). (THOMAS et al, 2001).

c) Forças géis

Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado semi-rígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão novamente em movimento. A força gel é um parâmetro também de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um certo tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido. (THOMAS et al, 2001).

A força gel é um indicador do comportamento do fluido, parado e em repouso. A força gel elevada, poderia resultar em perda de fluido de perfuração quando a ferramenta é descida no poço; na dificuldade para descer ferramentas de registros elétricos ou similares e entradas de gás e lama. Quando a força gel é muito baixa, a barita e os cascalhos podem se decantar no poço durante o tempo em que se realizam conexões ou durante as manobras. (SILVA, 2003).

d) Parâmetros de filtração

A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas

expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha. O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração. (THOMAS *et al*, 2001).

e) Teor de sólidos

O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica aumento de várias outras propriedades, tais como densidade, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração. O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, física ou quimicamente, evitando-se a dispersão 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).

Algumas das propriedades químicas são:

f) Concentração hidrogeniônica – pH

O pH dos fluidos de perfuração é medido através de papéis indicadores ou de potenciômetros, e é geralmente mantido no intervalo alcalino baixo, isto é, de 7 a 10. O objetivo principal é reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas. (THOMAS *et al*, 2001).

g) Alcalinidades

O pH determina apenas uma alcalinidade ou acidez relativa à concentração de H^+ , empregando métodos comparativos. A determinação das alcalinidades por métodos diretos de

titulação volumétrica de neutralização considera as espécies carbonatos e bicarbonatos dissolvidos no fluido, além dos íons hidroxilas dissolvidos e não dissolvidos. Nos testes de rotina são registrados os seguintes tipos de alcalinidades: alcalinidade parcial do filtrado, alcalinidade da lama e alcalinidade total do filtrado. (THOMAS et al, 2001).

h) Teor de cloretos ou salinidade

O teste de salinidade de um fluido é também uma análise volumétrica de precipitação feita por titulação dos íons cloretos. Esta salinidade é expressa em mg/l de cloretos, mg/l de NaCl equivalente ou ppm de NaCl equivalente. Nas determinações de campo, os resultados de salinidade são usados, principalmente, para identificar o teor salino da água de preparo do fluido, controlar a salinidade de fluidos inibidos com sal, identificar influxos de água salgada e identificar a perfuração de uma rocha ou domo salino. (THOMAS et al, 2001).

i) Teor de bentonita ou de sólidos ativos

O teste do azul de metileno ou MBT é uma análise volumétrica por adsorção que serve como indicador da quantidade de sólidos ativos ou bentoníticos no fluido de perfuração. Ele mede a capacidade de troca de cátion (CTC) das argilas e sólidos ativos presentes. (THOMAS et al, 2001).

3.6 ADITIVOS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os aditivos são substâncias químicas que, quando adicionadas ao fluido, conferem a ele propriedades especiais, requeridas durante as atividades de perfuração. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração. Atualmente, encontram-se disponíveis no mercado uma variedade de aditivos, que possuem diferentes funções, em decorrência da variedade de situações encontradas durante a perfuração de poços (WORLD OIL, 2002 apud FÉLIX et al., 2007).

Os aditivos mais comuns utilizados nos fluidos de perfuração correspondem aos polímeros, surfactantes, sais e bentonitas. Além destes, ainda podem ser usados aditivos como a baritina, os fosfatos, os taninos, os carbonatos, os paraformaldeídos e outros. (GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

O material mais usado para aumentar a densidade da lama de perfuração é a barita (sulfato de bário). Ela possui uma alta gravidade específica de 4.2g/cm³. Em alguns poços que exigem uma densidade muito alta, a barita pode constituir até 35% do volume do fluido. Devido à alta gravidade específica da barita, aditivos para controlar a viscosidade são usados para manter a barita em suspensão no fluido. (CARVALHO, 2005).

Os sais atuam como inibidores das formações ativas, eles atuam de maneira a reduzir o escoamento hidráulico para a formação, devido principalmente a viscosidade dos seus filtrados e por estimular o escoamento de água da formação argilosa para o fluido de perfuração. Este escoamento inverso reduz a hidratação da formação e as pressões de poros da formação ao redor do poço, o que gera um aumento da tensão efetiva (PUC-RJ). Os sais mais comuns utilizados em fluidos de perfuração a base de água são os sais de cloretos: cloreto de sódio (NaCl); cloreto de potássio (KCl) e cloreto de cálcio (CaCl₂). (GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

Os polímeros assim como os sais são de grande utilidade na indústria de petróleo, principalmente no campo da perfuração. Os polímeros comumente utilizados podem ser classificados de três maneiras: os polímeros naturais, os naturais modificados e os polímeros sintéticos. (CAENN et al., 1995 apud GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

Os polímeros naturais nos fluidos de perfuração são as chamadas gomas, os biopolímeros e os a base de amido. O amido é um polímero cuja molécula estrutural apresenta um caráter ligeiramente aniônico, sendo, portanto considerado um polímero hidrofílico. Essa característica o torna capaz de absorver grande quantidade de água, o que permite a esse composto atuar como controlador da perda de fluido para a formação. Outra característica importante desse polímero, é o fato de possuir partículas grandes em sua cadeia, o que auxilia na minimização da penetração do fluido de perfuração na formação. Os biopolímeros, geralmente são polissacarídeos produzidos a partir da fermentação bacteriana. São polímeros que apresentam alto peso molecular, algo em torno de 1 a 2 milhões. Assim como o amido, suas moléculas apresentam-se ligeiramente aniônicas, o que lhes confere a capacidade de absorver grande quantidade de água, por isso os biopolímeros são usados no controle reológico e para melhorar o processo de carregamento de cascalhos durante a perfuração. Os

exemplos mais comuns dessa classe são as gomas. (CAENN et al., 1995 apud GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

A goma xantana ocupa lugar de destaque no mercado por apresentar propriedades reológicas bastante distintas e incomuns, tais como alto grau de pseudoplasticidade e elevada viscosidade, mesmo a baixas concentrações. O sucesso da goma é função de exibir diversas vantagens como espessante, estabilizante, gelificante, agente de suspensão e floculação nas indústrias alimentícias, cosméticas e petrolífera, dentre outras. (ARAÚJO et al., 2005 apud MELO, 2008).

Os polímeros modificados mais utilizados na indústria petrolífera são os CMC (carboximetilcelulose); HEC (hidroxietilcelulose) e o CMS (carboximetilamido). A principal função desses polímeros é a de tornarem o fluido mais viscoso, melhorando a capacidade de carregamento de cascalhos. Assim como os polímeros naturais, os polímeros modificados são agentes hidrofílicos capazes de absorver grande quantidade de água. (CAENN et al., 1995 apud GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

O grupo que constitui os polímeros sintéticos é formado pelos poliacrilatos, polímeros produzidos através do petróleo, e pelas poliacrilamidas que são copolímeros de várias proporções de ácido acrílico e acrilamida. Os poliacrilatos normalmente são aniônicos apresentando estruturas que não são complexas tendo seu uso variando de acordo com seu peso molecular. As moléculas com baixo peso molecular (< 1000), são utilizadas como afinadores e defloculantes. Os poliacrilatos de peso molecular médio (entre 1000 e 100000), são utilizados como floculantes e controladores de parâmetros reológicos. As moléculas com alto peso molecular (> 100000), são usadas como floculantes. (CAENN et al., 1995 apud GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

A poliacrilamida possui alto peso molecular e nos fluidos de perfuração atua como um controlador dos fluidos, isso por ser capaz de encapsular os sólidos (contaminantes) presentes nos fluidos e formar flocos que se depositam no fundo dos tanques de decantação. (CAENN et al., 1995 apud GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

A Tabela 1 mostra as funções e alguns tipos de aditivos que são utilizados nos fluidos de perfuração.

Tabela 1 - Aditivos mais utilizados e suas respectivas funções e efeitos nas perfurações

Função	Aditivos mais usados	Efeito do aditivo no fluido
Controle de pH	Cal, soda cáustica e outros ácidos.	Controlar o grau de acidez (pH) para diminuir a corrosão dos equipamentos de perfuração.
Espessantes (materiais que adicionam peso)	Barita, chumbo, óxidos de ferros e outros materiais com elevada densidade.	Controlar as pressões naturais das formações pelo aumento do peso específico (densidade) dos fluidos.
Viscosificantes	Bentonita, vários tipos de argilas e polímeros, CMC.	Aumentar a viscosidade para melhor limpeza do poço e suspensão de cuttings e sólido.
Redutores de filtrado	Bentonitas, argilas, amido, CMC, lignita e outros.	Diminuir a perda de fluido de perfuração que flui da coluna de perfuração para os poros das formações.
Floculantes	Salmoura, cal e diversos tipos de polímeros e sais.	Agrupar as partículas sólidas em flocos, aumentando e facilitando a limpeza do poço.
Dipersantes ou defloculantes	Polifosfatos, lignita e lignosulfonatos.	Reduzir o aglomeramento das partículas em flocos, diminuindo a viscosidade e a força gel.
Lubrificantes	Diversos tipos de óleo, surfactantes, glicóis e outros.	Reduzir o atrito da lama e resfriar os equipamentos de perfuração (broca e coluna).
Estabilizadores de temperatura	Diversos tipos de polímeros, copolímeros, lignita e tanino.	Aumentar a estabilidade térmica e estrutural em temperaturas elevadas.
Tensoativos	Surfactantes e umidificantes.	Reduzir a tensão superficial entre

		as superfícies de partículas em contato (água/óleo, água/sólidos, etc).
Emulsificantes	Ácidos graxos e orgânicos, amina, sabões e detergentes.	Criar e manter uma mistura heterogênea de dois líquidos imiscíveis (emulsão, usualmente água/óleo).
Bactericidas	Cal, Soda Cáustica e paraformaldeídos.	Reduzir a contagem de bactérias e prevenir a degradação bacteriana de aditivos orgânicos.
Removedores de Cálcio	Soda cáustica, bicarbonato de sódio e alguns polifosfatos.	Prevenir a contaminação das formações rochosas de diversas formas do sulfato de cálcio.

Fonte:Carvalho (2005).

3.6.1 Argila

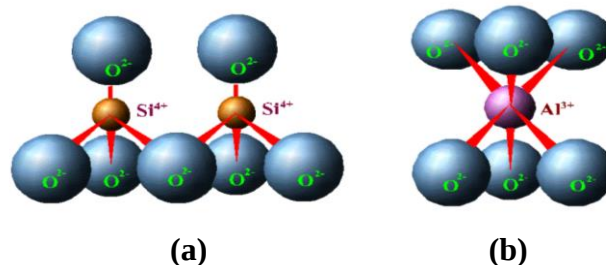
As argilas são agregadas em pacotes laminares como um baralho de cartas. Ao entrarem em contato com água, os pacotes de argila vão se separando à medida que a água penetra entre as camadas. Este efeito é chamado de dispersão – a separação das lâminas aumenta a sua área de superfície exposta com as cargas atraindo as moléculas de água criando o efeito gel. (PEREIRA, 2008 apud MELO, 2008).

Nos fluidos de perfuração as argilas podem associar-se de diferentes maneiras, influenciando diretamente na qualidade e na eficiência dos fluidos. Os 4 efeitos possíveis causados pelas diferentes associações das argilas são a agregação (argila seca), dispersão (estado pretendido pelo fluido, inverso da agregação), floculação (abrupto aumento da viscosidade, alta gelificação) e defloculação (inverso da floculação). A atuação dessas argilas no campo petrolífero se dá pela alta retenção de água, conferindo ao fluido boas propriedades viscosificantes, formadoras de gel e controladoras de filtração. (GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

De acordo com Oliveira (2008 apud Melo, 2008) bentonita é o nome genérico da argila composta predominantemente pelo argilomineral montmorilonita (55-70%), do grupo das esmectitas, independentemente de sua origem ou ocorrência. As esmectitas possuem como características principais o alto poder de inchamento, até 20 vezes seu volume inicial, alta área de superfície, capacidade de troca catiônica (CTC) e tixotropia. Essas características conferem à bentonita propriedades bastante específicas, que têm justificado uma vasta gama de aplicações nos mais diversos segmentos.

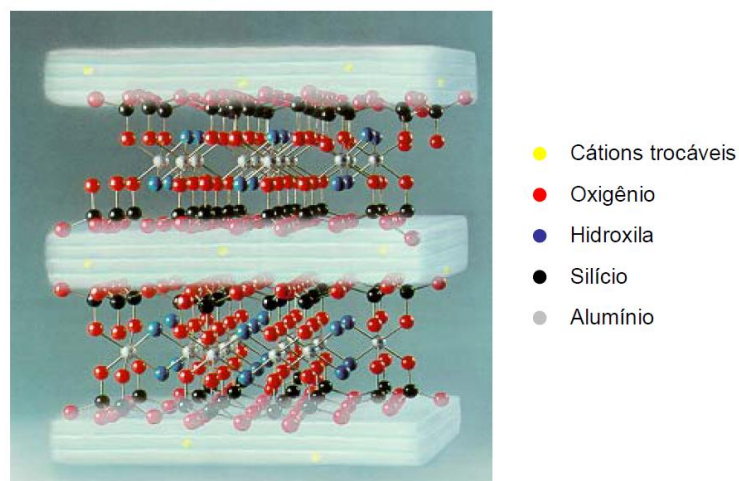
A montmorilonita, argilomineral do grupo das esmectitas, é constituída por duas folhas de silicato tetraédricas, com uma folha central octaédrica, unidas entre si por oxigênios comuns às folhas. As camadas são contínuas nas direções dos eixos a e b e seu empilhamento pode ser ao acaso ou, em alguns casos, com alguma ordem. Suas camadas sucessivas encontram-se ligadas fracamente entre si, permitindo que camadas de água possam penetrar entre elas. (SOUZA SANTOS, 1889 apud CAMPOS, 2007). As Figuras 2 e 3 esquematizam esses processos.

Figura 2 - (a) folha de silicato tetraédrica e da (b) folha central octaédrica estrutura do argilomineral montmorilonita.



Fonte: Campos (2007).

Figura 3 -Estrutura do argilomineralmontmorilonita.



Fonte: Campos (2007).

Quando folhas individuais de montmorilonita são expostas à água, as moléculas de água são adsorvidas nas superfícies das camadas de sílica, com o avanço da adsorção tem-se como resultado a separação das camadas de argila que proporciona a exposição de uma maior área para hidratação. Este comportamento é chamado de inchamento interlamelar e é controlado pelo cátion associado à estrutura da argila. A espessura da camada de água interlamelar varia com a natureza do cátion adsorvido e com a quantidade de água disponível. (CAMPOS, 2007).

Se o cátion é o sódio, o inchamento pode progredir desde 9,8 Å, quando a argila é exposta ao ar, a um máximo de 40,0 Å, quando a argila é totalmente dispersa em um meio líquido. (LUMMUS & AZAR, 1986 apud CAMPOS, 2007).

Até os 40,0 Å de expansão basal, as camadas lamelares basais de cargas elétricas opostas são atraídas umas às outras pelas forças de van der Waals. Aos 40,0 Å, as camadas estruturais não possuem praticamente forças de atração entre si suficientes para formar o empilhamento das camadas basais. Acima dos 40,0 Å, o movimento browniano do meio vence as forças de van der Waals, as camadas lamelares separam-se e se dispersam no líquido. (SOUZA SANTOS, 1992 apud CAMPOS, 2007).

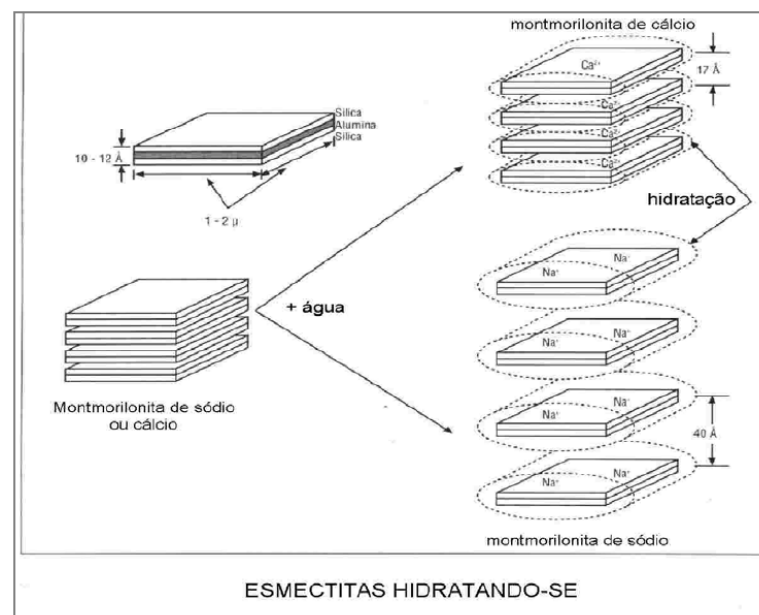
Se o cátion for cálcio, o inchamento interlamelar varia de 11,8 Å, quando em estado seco, a um máximo de 18,0 Å. A diferença no inchamento das montmorilonitas sódicas e cálcicas deve-se a força de atração entre as camadas, que é acrescida pela presença do cálcio, reduzindo a quantidade de água que poderá ser adsorvida, enquanto que o cátion sódio provoca uma menor força atrativa, permitindo que uma maior quantidade de água penetre entre as camadas e seja, então, adsorvida. (LUMMUS & AZAR, 1986 apud CAMPOS, 2007). A Figura 4 faz uma representação dessa hidratação.

A hidratação de argilas bentoníticas é também resultante das forças de cisalhamento aplicadas às dispersões, que quebram as ligações químicas das estruturas das argilas, resultando na exposição de valências positivas dos átomos de sílica, negativas dos átomos de oxigênio, ou ambas, dependendo de onde ocorra a quebra. Estes íons adsorvem maior quantidade de água, promovendo assim uma maior delaminação das camadas de argila. Esta água adsorvida é chamada de “água de ligação quebrada” e promove diminuição da água livre disponível. Este fenômeno justifica a aplicação de elevadas taxas de cisalhamento quando do preparo de lamas de bentonita e explica o porquê da viscosidade destas lamas aumentar quando o cisalhamento é aplicado. (LUMMUS & AZAR, 1986 apud AMORIM, 2003).

As partículas de argila, na forma dispersa, podem associar-se de três formas diferentes: face-a-face, face-a-aresta e aresta-a-aresta. (AMORIM, 2003). A Figura 5 representa essas associações.

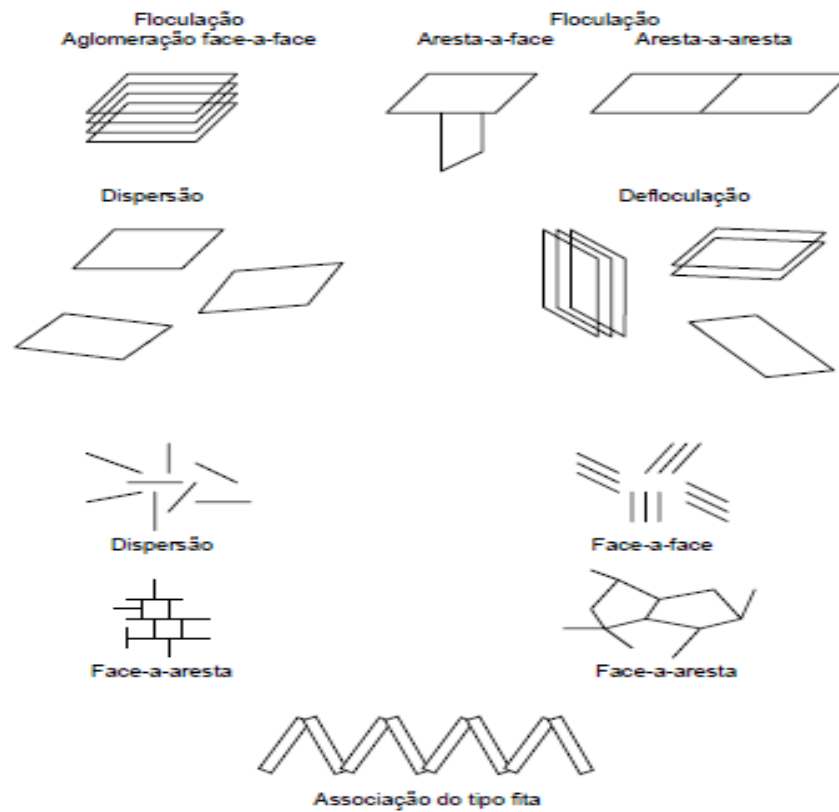
Segundo Luckham & Rossi (1999) apud Amorim (2003), se a concentração de argila for suficientemente alta (para montmorilonitas sódicas essa concentração é de 3,0%), a floculação promoverá a formação de uma estrutura de gel (castelo-de-cartas) em vez da formação de flocos individuais. Essa estrutura de gel é construída vagarosamente com o tempo, com as partículas orientadas nas posições de mínimo de energia sob a influência do movimento browniano.

Figura 4 - Hidratação da montmorilonita cálcica e da montmorilonita sódica.



Fonte: Campos (2007).

Figura 5 – Associações das partículas de argilas



Fonte: Amorim (2003).

4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

4.1 MATERIAIS

O planejamento do trabalho foi realizado de modo a avaliar a influência do aumento da concentração de argila nas propriedades de um fluido de perfuração base água. Para isso, foram formulados 6 fluidos base água, cujos únicos componentes utilizados foram 350,5 mL (barril equivalente) de água destilada para cada fluido, que possuíam como aditivos a argila ativada com sódio (Na) e hidróxido de sódio (NaOH). A argila foi variada de 5lb/bbl a 30lb/bbl (5g,10g,15g,20g,25g,30g) e o NaOH manteve a sua concentração fixa em 0,3 lb/bbl.

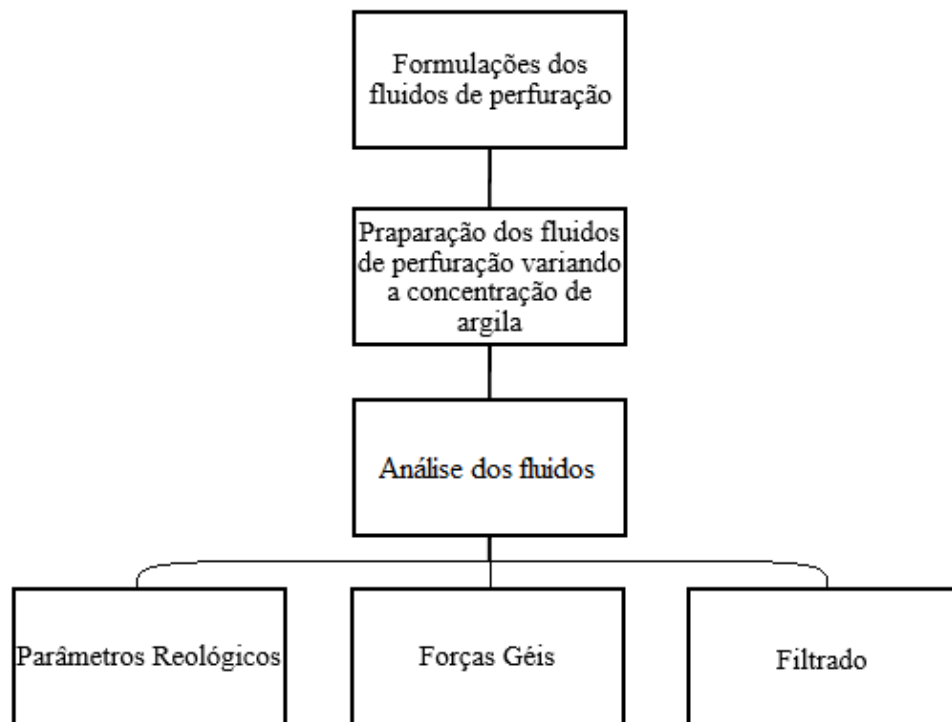
A Tabela 2, a seguir, mostra o valor dos aditivos utilizados em cada formulação e suas respectivas denominações.

Tabela 2 – Formulação dos Fluidos

	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Argila (g)	5	10	15	20	25	30
Hidróxido de Sódio (lb/bbl)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Água (mL)	350,5	350,5	350,5	350,5	350,5	350,5

A partir das formulações e preparação dos fluidos foi realizada a análise dos parâmetros reológicos, forças géis e filtrado, respectivamente, com o intuito de averiguar o efeito da argila sobre o comportamento do fluxo do fluido, da resistência e do comportamento ao ficar em repouso um certo tempo. A Figura 5 esquematiza toda a metodologia utilizada.

Figura 6 – Fluxograma experimental



Fonte: Autoria própria.

4.2 ENSAIOS REALIZADOS

4.2.1 Preparo dos Fluidos

Os fluidos foram preparados de acordo com a norma API 13B-1 2003.

4.2.2 Parâmetros Reológicos

Os parâmetros reológicos dos fluidos foram medidos através de um Viscosímetro Fann modelo 35A. Com esse viscosímetro foram realizadas as leituras das viscosidades nas velocidades 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm, respectivamente.

A Tabela 3, a seguir, apresenta as equações que são utilizadas para determinação dos parâmetros reológicos (viscosidade aparente, plástica e limite de escoamento).

Tabela 3 -Propriedades reológicas e suas equações

	Equações	Unidades
Viscosidade Aparente (VA)	L600/2	Centipoise (cP)
Viscosidade Plástica (VP)	L600 – L300	Centipoise (cP)
Limite de Escoamento (LE)	L300 – VP	(lb/100ft ²)

4.2.3 Forças Géis

Os géis inicial e final também foram obtidas com o Viscosímetro Fann modelo 35A.

4.2.4 Parâmetro de Filtrado

Para obtenção desse parâmetro o equipamento utilizado foi o Filtro Prensa API (baixa pressão), regulado a uma pressão de 100 PSI, com tempo de teste de 30 minutos.

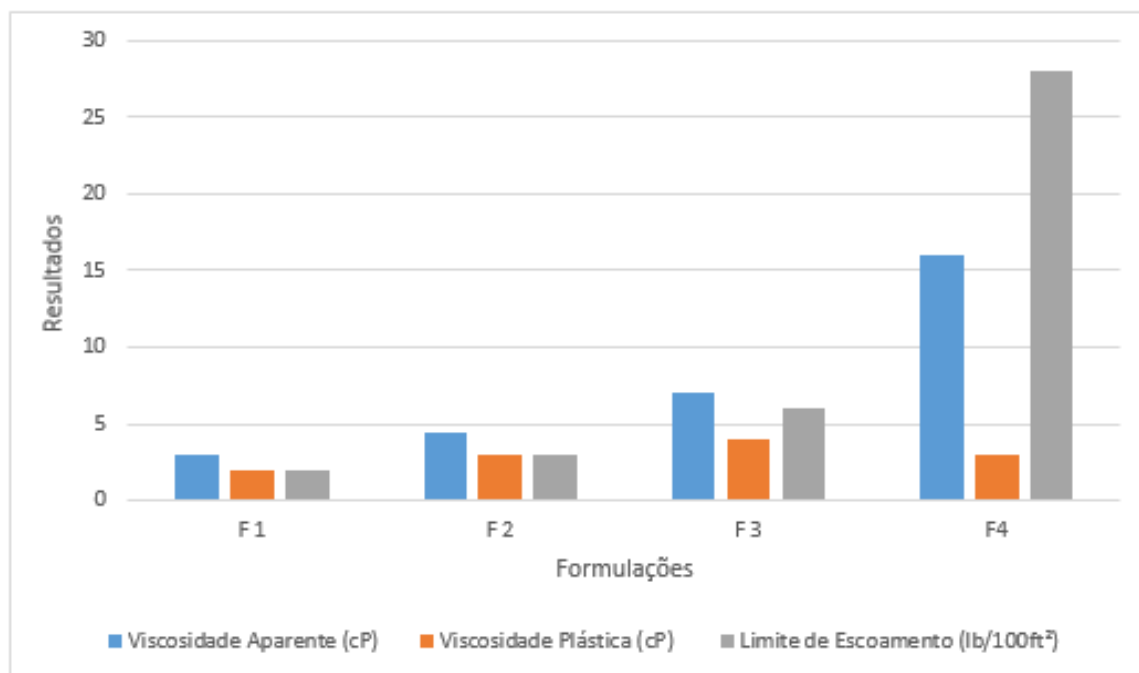
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 PARÂMETROS REOLÓGICOS

A Tabela 4 apresenta os valores dos graus de deflexões equivalentes as velocidades aplicadas em cada fluido preparado. Com esses valores de deflexões e as equações que já foram descritas no capítulo da metodologia foi possível realizar os cálculos das viscosidades aparente e relativa e do limite de escoamento, esses resultados também estão apresentados na Tabela 4 e na Figura 6.

Tabela 4 – Resultado dos parâmetros reológicos

	F1	F2	F3	F4	F5	F6
L600	6	9	14	32	-	-
L300	4	6	10	30	-	-
L200	4	6	9	26	-	-
L100	3	5	7	22	-	-
L6	2	3	4	18	-	-
L3	2	3	4	17	-	-
Viscosidade Aparente (cP)	3	4,5	7	16	-	-
Viscosidade Plástica (cP)	2	3	4	2	-	-
Limite de Escoamento (lb/100ft²)	2	3	6	28	-	-

Figura7 – Resultado dos parâmetros reológicos

Fonte: Autoria própria.

De acordo com os resultados obtidos, observa-se um aumento nas leituras das deflexões nas velocidades testadas, sendo estas diretamente proporcionais ao aumento da concentração da argila nos fluidos de perfuração analisados.

Como já foi mencionado, a argila é agrupada em pacotes laminares e ao coloca-la em contato com água, as moléculas de água se aderem às camadas de argila separando-as. Essa separação resulta em uma exposição maior da área para hidratação. Esse efeito é evidenciado devido a argila ser ativada com cátions Na^+ que propiciam este fenômeno, uma vez que o cátion associado à estrutura da argila age como agente determinante no aumento da área.

No caso das argilas cálcicas ou policatiônicas, a quantidade de água adsorvida é limitada e as partículas continuam unidas umas às outras por interações elétricas e de massa. A diferença no inchamento das montmorilonitas sódicas e cálcicas deve-se a força de atração entre as camadas, que é acrescida pela presença do cálcio, reduzindo a quantidade de água que poderá ser adsorvida, enquanto que o cátion sódio provoca uma menor força atrativa, permitindo que uma maior quantidade de água penetre entre as camadas, e seja então adsorvida.

Nas formulações 1, 2 e 3, as concentrações de argila não foram suficientes para que as partículas de argila permanecessem unidas, havendo um total desprendimento de suas camadas. Esses fluidos ficaram com aspecto totalmente líquido.

Quando a concentração de argila teve um aumento significativo, pôde ser observado um fluido um pouco mais viscoso, como exemplo do fluido 4. Comprovando que houve um desprendimento das camadas da argila mas sem que elas se desprendessem totalmente como aconteceu nos primeiros fluidos.

A viscosidade nas duas últimas formulações (F5 e F6) teve uma diferença satisfatória em relação às três primeiras, acarretando em dificuldade de suas homogeneizações, necessitando de um tempo de homogeneização maior. Fazendo a homogeneização dos fluidos 5 e 6 em apenas 10 minutos, como aconteceu nos 4 primeiros, eles apresentavam, ainda, alguns resquícios de argila que não haviam se misturado com a água, com isso o intervalo utilizado para homogeneização dessas formulações foi de 15 minutos. Com o aumento da argila a estabilização do viscosímetro também se tornou mais dificultosa, demorando mais tempo para que ocorresse.

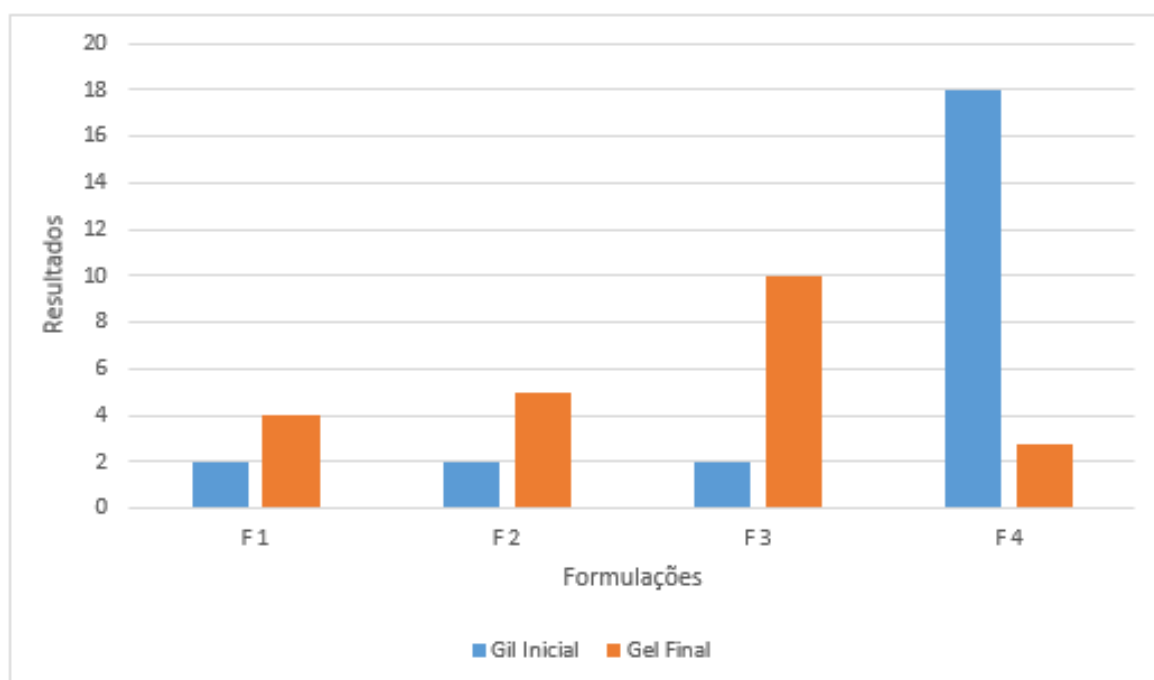
Como os fluidos 5 e 6 possuíam uma concentração maior de argila, as moléculas de água foram adsorvidas na argila causando uma viscosidade muito elevada que impediu a correta leitura dos parâmetros reológicos, o que leva a resultados mascarados, impossibilitando o estudo mais aprofundado neste trabalho. Isto leva à conclusão de que concentrações acima de 25 lb/bbl ocasionam inchamento excessivo da argila, o que dificulta a aplicabilidade destas formulações em fluidos de perfuração, pois viscosidades muito elevadas geram perdas de cargas também excessivas que podem comprometer a circulação do fluido no poço.

5.2 FORÇAS GÉIS

A análise das forças géis das formulações preparadas estão expostas na Tabela 6 e na Figura 7.

Tabela 6 – Resultados das forças géis.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Gel Inicial	2	2	2	18	-	-
Gel Final	4	5	10	28	-	-

Figura 8 – Resultado das Forças Géis

Fonte: Autoria própria.

Com esses resultados percebe-se que a força gel inicial manteve seu valor nos fluidos em que as camadas da argila foram totalmente desprendidas e teve um grande aumento no fluido em que esse desprendimento já foi menor devido ao aumento da concentração de argila. Já o gel final se comportou de acordo com o aumento da concentração de argila. Nas formulações que apresentaram valores relativamente altos ocorrerá a formação de uma estrutura gel que é construída de forma lenta a partir da floculação da argila.

É importante que essas forças não sejam tão baixas e nem tão elevadas, pois se um fluido possuir um grau de tixotropia muito baixo, os cascalhos que serão carreados por ele poderão decantar, em contrapartida, se esse grau for muito elevado, a movimentação de

equipamentos dentro do poço, realização de manobras e a própria circulação do fluido, entre outros fatores, poderão ser dificultados.

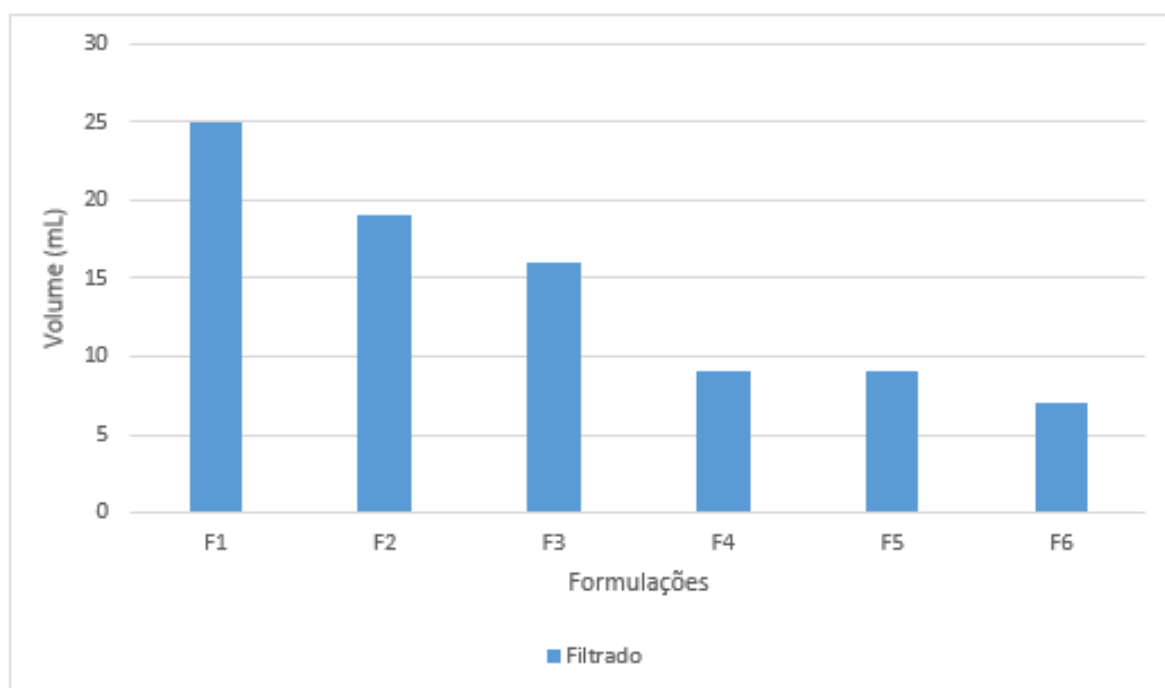
5.3 PARÂMETROS DE FILTRAÇÃO

A Tabela 7 e a Figura 8 apresentam os resultados do filtrado obtido em cada fluido.

Tabela 7 – Resultados do parâmetro de filtração

	F1	F2	F3	F4	F5	F6
Filtrado (mL)	25	19	16	9	9	7

Figura 9 – Resultado do parâmetro de filtração



Fonte: Autoria própria.

Nesse parâmetro, a argila agiu de forma contrária aos outros, tendendo a diminuir o filtrado de acordo com o aumento de sua concentração. Nos fluidos em que a argila teve uma concentração maior a sua hidratação ocorreu sem que suas partículas fossem totalmente desprendidas, esse fato contribuiu para que o filtrado tivesse seu valor mais controlado.

Quando a argila aditivada (sódica) é adicionada em meio aquoso, esta é dispersa fazendo com que seja hidratada, essa hidratação é, portanto, responsável pelo aumento da viscosidade do sistema e redução no volume de filtrado. Para elevados valores de viscosidade aparente, caracteriza um maior estado floculado alcançado, gerando um fenômeno de encapsulamento, o que caracteriza a redução do volume de filtrado. (AMORIM, 2003).

6. CONCLUSÃO

De acordo com os resultados obtidos verificou-se que com o aumento da concentração de argila a viscosidade tende a aumentar. Para uma quantidade menor que 20 lb/bbl as partículas de argila se desprendem muito causando um aspecto de um fluido totalmente líquido. A partir de 25 lb/bbl, o fluido apresenta-se bastante viscoso e a leitura da viscosidade passa a ser mascarada não sendo possível, através do viscosímetro utilizado, a leitura real do grau de deflexão. Também há um aumento das forças géis com o aumento da concentração de argila, porém o filtrado se comporta de forma contrária a essas duas propriedades, tendo uma diminuição no seu volume.

REFÊNCIAS

AMORIM, Luciana Viana. **Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo.** 2003. 290 f. Tese (Doutorado) - Curso de Doutorado em Engenharia de Processos, Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2003.

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

BARBOSA, Maria Ingrid Rocha. **Bentonitas Aditivadas com Polímeros para Aplicação em Fluidos de Perfuração.** 2006. 80 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Materiais, Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2006.

BALTAR, Carlos Adolpho Magalhães; LUZ, Adão Benvindo da. **Insumos minerais para perfuração de poços de petróleo.** Recife: CETEM/UFPE, 2003.

CAMPOS, Lizabeth Fernanda Araújo. **Composições de argilas bentoníticas para utilização em fluidos de perfuração de poços de petróleo.** 2007. 145 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Processos, Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2007.

CARVALHO, Alexandra Lima de. **Processamento de lamas de perfuração (lamas a base de água e lamas a base de óleo).** 2005. 65 f. Universidade Federal de Itajubá, 2005.

DIVENYI, Sandor. **Dinâmica de sistemas não-suaves aplicada à perfuração de poços de petróleo.** 2009. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

FÉLIX, Thiago de Freitas et al. **Desenvolvimento de fluidos de perfuração à base de água com alta capacidade de inibição e alta lubrificidade.** Campinas, out. 2007.

GUIMARÃES, Ian Barros; ROSSI, Luciano Fernando dos Santos. **Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta.** Campinas, out. 2007.

GRA, Brunno Dantas Kirschner. **Avaliação da Estabilidade de Fluidos de Perfuração Base Água.** Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

MELO, Klismeryane Costa de. **Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água.** Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

SILVA, Cecília Teixeira da. **Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais.** 2003. 87 f. Monografia (Especialização), Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.

SILVA, Wanessa Paulino Neves. **Comportamento reológico de dispersões aquosas de bentonita e de polímeros utilizadas como fluidos de perfuração.** 2010. 23 f. Monografia (Especialização) – (curso não especificado), Natal, 2010.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2001. 271 p.