

Monografia de Graduação

Avaliação da Estabilidade de Fluidos de Perfuração Base Água

Brunno Dantas Kirschner

Natal, outubro de 2008

Agradecimentos

A Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, que através do PRH14 contribuiu financeiramente para a realização deste trabalho.

Índice

1 - Introdução.....	5
2 Aspectos Teóricos	7
2.1 Fluido de perfuração	7
2.2 Propriedades dos Fluidos de Perfuração.....	11
2.4 Aditivos Adensantes	15
2.4.1 Baritina	15
2.4.2 Calcita.....	15
2.5 Método de separação sólido líquido	15
2.5.1 Sedimentação.....	16
2.5.2 Velocidade de sedimentação	17
2.6 O método de Newton.....	21
2.7 Método Quase-Newton.....	22
2.8 Método de Hooke-Jeeves.....	23
3 Materiais e Métodos	26
3.1 Preparação dos fluidos.....	26
3.2 Ensaios de densidade e sedimentação	26
4 – Resultados e discussão	29
4.1 Ensaios de sedimentação	29
5 - Conclusão	36
6 - Referências Bibliográficas	38

Lista de Figuras

Capítulo 2

Figura 2. 1 Fluido de Perfuração. Fonte: Baroid, 2001	7
Figura 2. 2 – Fluxograma de métodos de separação Líquido/Sólido	16
Figura 2. 3 – Método de sedimentação em proveta. Fonte: FOUST, 1982	17

Capítulo 3

Figura 3. 1 - Misturador Hamilton Beach-Fann	26
Figura 3. 2 - Tensiômetro Kruss K100	26

Capítulo 4

Figura 4. 1. Massa de Calcita sedimentada em função do tempo e da concentração	29
Figura 4. 2 – Densidade de fluidos preparados com diferentes.....	30
Figura 4. 3 – Gráfico de valores medidos versus valores calculados	31
Figura 4. 4 - Massa de Baritina sedimentada em função do tempo e da concentração	32
Figura 4. 5. Gráfico de valores medidos versus valores calculados	34

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1 - Introdução

O fluido de perfuração tem como objetivo carrear os cascalhos formados durante a perfuração, manter a estabilidade do poço e lubrificar a broca, e para isto é formado por vários aditivos que em muitos casos não são miscíveis o que provoca um processo de separação de fases durante o armazenamento do mesmo. Dentre estes aditivos podemos citar os adensantes que têm o objetivo de equalizar a densidade do fluido, melhorando o transporte dos cascalhos produzidos durante a perfuração. Estes materiais, por sua natureza, são totalmente imiscíveis no fluido de perfuração e, por conseguinte, promovem decantação.

Diante disto é que se faz necessário estudar modelos que possam prever a decantação dos adensantes no fluido de perfuração para assim obter condições ótimas de armazenamento e manuseio do fluido.

A melhor forma de representar a decantação é o fenômeno da sedimentação, pois representa a razão de transporte de sólidos em anulares verticais, que é a relação entre a velocidade de transporte da partícula e a velocidade do fluido. Essa razão de velocidades também é afetada pela concentração de sólidos no anular que, por sua vez, impacta a densidade média do sistema fluido-sólido e assim afetando também a pressão hidrostática e perdas de carga.

O presente trabalho tem como objetivo analisar a influência da baritina e da calcita, em diferentes concentrações, nas propriedades de densidade e velocidade de queda das partículas (sedimentação) de fluidos de perfuração base água.

CAPÍTULO 2

ASPECTOS TEÓRICOS

2 Aspectos Teóricos

2.1 Fluido de perfuração

A utilização de fluidos de perfuração começou em 1901 no poço de *Spindletop* no Texas (Bourgoyne *Et al.*, 1991) e seu desenvolvimento permanece até hoje como um grande desafio para a indústria do petróleo, na busca pelo ponto ótimo entre custo, performance técnica, e a partir da década de 80, o atendimento às exigências ambientais. A eficiência da perfuração de um poço depende em grande parte da combinação entre o fluido de perfuração utilizado com as formações perfuradas.

O American Petroleum Institute - API define fluido de perfuração como um fluido de circulação usado em perfurações rotativas para desempenhar as funções requeridas durante a operação de perfuração.

A Figura 2.1 mostra um fluido de perfuração utilizado em perfurações de poços de petróleo.



Figura 2. 1 Fluido de Perfuração. Fonte: Baroid, 2001

Os fluidos de perfuração são misturas de sólidos, líquidos, aditivos químicos e/ou gases. Podem assumir o aspecto de suspensões, emulsões ou dispersões coloidais, dependendo do estado físico de seus componentes. Nas perfurações dos primeiros poços de petróleo utilizava-se a própria argila da formação misturada à água formando uma espécie de lama, motivo do fluido também ser denominado *lama* de perfuração (Veiga, 1998).

Os fluidos de perfuração são classificados de acordo com sua fase dispersante: fluidos á base água, fluidos á base óleo e fluidos á base gás (Darley e Gray, 1988).

Growcock *et al.* (1994) propõem para a indústria petrolífera novos tipos de fluidos de perfuração, conhecidos como fluidos sintéticos (SBM). Eles são compostos orgânicos sintéticos que possuem a eficiência dos fluidos base óleo, porém, são biodegradáveis. Os SBM são compostos principalmente por ésteres (classe de substâncias resultantes da condensação de um ácido orgânico com um álcool, caracterizadas pelo grupamento funcional $\text{RCO}_2\text{R}'$, onde R e R' são alquilas ou arilas) e por di-ésteres.(Duarte, 2003).

Nos fluidos á base água as partículas sólidas são suspensas em água ou salmoura, podendo o óleo estar emulsionado na água, sendo a água a fase contínua. Nesses fluidos os sólidos consistem de argilas e colóides orgânicos que são adicionados para proporcionar viscosidade e propriedade de filtração necessária, mineral pesados quando necessário para promover um aumento de densidade e sólidos da formação que tornam-se disperso no fluido durante a perfuração (Darley e Gray, 1988).

Nos fluidos á base óleo as partículas sólidas são suspensas em óleo, podendo a água ou salmoura estar emulsionada no óleo (Darley e Gray, 1988). Segundo Burke e Veil (1995) os fluidos à base de óleo são utilizados em situações especiais, incluindo altas temperaturas e altas pressões, formações geológicas hidratáveis, elevadas profundidades e em formações geológicas salinas.

Nos fluidos á base de gás estão incluídas quatro operações básicas: (i) ar seco, na qual ar seco ou gás é injetado no poço a uma velocidade capaz de remover os detritos de perfuração; (ii) perfuração com um fluido composto de agente espumante e ar, que se mistura com água da formação geológica e reveste os detritos permitindo sua remoção; (iii) perfuração com uma espuma à base de um surfactante com quantidades de argilas ou polímeros formando um fluido de alta capacidade de transporte, e (iv) fluidos aerados que consistem em uma lama com ar injetado para remover os sólidos perfurados (Amorim, 2003).

As funções dos fluidos de perfuração serão descritas segundo Schaffel, 2002:

- ✓ Lubrificar e resfriar a coluna de perfuração e a broca.

O peso e a rotação sobre a broca são muito elevados, gerando atrito e conseqüentemente calor, havendo então necessidade de resfriamento; a fricção entre a coluna de perfuração e as

paredes do poço também é muito elevada, exigindo lubrificação e necessitando do resfriamento oferecido pelo fluido de perfuração.

- ✓ 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 carregado 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 frequentemente 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.

- ✓ Controlar as pressões existentes nas camadas perfuradas e etc.

Essas funções são bem desempenhadas devido à adição de aditivos nos fluidos de perfuração como (Schaffel, 2002). Cada aditivo é responsável por um parâmetro:

- ✓ Agentes utilizados para conferir o peso: São adicionados para aumentar o peso do fluido de perfuração com o objetivo de controlar a pressão hidrostática no interior do poço.
- ✓ Viscosificantes: São agentes utilizados para conferir viscosidade aos fluidos de perfuração. A viscosidade representa a medida da resistência interna da lama a fluir.
- ✓ Dispersantes: Possuem a função de dispersarem os sólidos presentes nos fluidos de perfuração.
- ✓ Defloculantes: Previnem a floculação dos sólidos ativos nos fluidos de perfuração.
- ✓ Agentes utilizados no controle da “perda de fluido”: Durante a perfuração de um poço, ocorre perda de fluido de perfuração para as formações porosas, quando estas são muito cavernosas ou fraturadas.
- ✓ Emulsionantes: São adicionados para formar, manter e estabilizar emulsões.
- ✓ Biocidas: Estes agentes controlam os processos fermentativos do fluido de perfuração devido à ação de microorganismos como o glutaraldeído, sais quaternários de amônio e tiocianato.
- ✓ Salmouras: São utilizadas como a fase aquosa ou para balancear as interações dos fluidos de perfuração com argilas ou sais solúveis das formações.
- ✓ Lubrificantes: Reduzem o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço.
- ✓ Inibidores de Corrosão: Prevenção de corrosão e descamação dos tubos e demais equipamentos de perfuração.
- ✓ Liberadores da Coluna de Perfuração: Empregados no preparo de “tampões” de fluidos para injeção no espaço anular, quando ocorre aprisionamento da coluna de perfuração.

- ✓ Controladores de pH: Aditivos destinados não só a controlar o pH dos fluidos de perfuração numa faixa preestabelecida, mas também reduzir as taxas de corrosão e estabilizar as emulsões.

Na Tabela 2.1 encontram-se os principais constituintes de um fluido de perfuração de base água segundo Machado e Oliveira (1986).

Tabela 2. 1. Componentes dos fluidos de base-água (Machado e Oliveira, 1986).

Componentes	Concentração	Função
Água doce ou salgada		Meio de dispersão
Bentonita	14,25-85,5 kg/m ³	Viscosificante/gelificante
Soda cáustica	0,71 – 2,85 kg/m ³	Alcalinizante e/ou floculante
Lignossulfatos	0,0 – 22,8 kg/m ³	Dispersante e inibidor físico
Amido	11,4 – 34,2 kg/m ³	Redutor de filtrado
Polímeros	0,0 – 5,7 kg/m ³	Viscosificante e/ou inibidor físico e químico
Eletrólitos	0,0 – 42,8 kg/m ³	Inibidor químico e/ou floculante
Barita e/ou hematita	Em função da densidade programada	Adensante

2.2 Propriedades dos Fluidos de Perfuração

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As físicas são mais genéricas, ou seja, são válidas para qualquer tipo de fluido. Já as químicas são específicas para cada tipo de fluido.

As propriedades físicas mais importantes e freqüentemente medidas nas sondas são a densidade, os parâmetros reológicos, a força gel (inicial e final), os parâmetros de filtração e o teor de sólidos.

As propriedades químicas mais freqüentemente determinadas nos laboratórios das sondas são: O pH, os teores de cloreto e de bentonita e a alcalinidade, o excesso de cal (determinada nos fluidos tratados por cal hidratada), o teor de cálcio e de magnésio, a concentração de H₂S e a concentração de potássio (testada nos fluidos inibidos por gesso).

- ✓ Densidade

A densidade é uma propriedade muito importante e deve ser mantida controlada de modo que a sua pressão hidrostática seja suficiente para controlar os fluidos das formações.

Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pela pressão atuante no fluido que se encontra no espaço poroso da rocha (limite mínimo) e pela pressão para qual a rocha se rompe (limite máximo) (Thomas, 2001). Segundo Darley e Gray (1988) a fim de prevenir o influxo de fluidos de formação para o poço e baixa permeabilidade do reboco na parede do poço, a pressão da coluna de fluido deve exceder a pressão de poros de no mínimo de 200 psi, onde essa pressão dependerá da profundidade do poro da formação, da densidade do fluido da formação e das condições geológicas

A baritina ($BaSO_4$) tem o poder de aumentar a densidade de um fluido. Esta tem densidade de 4,25, enquanto a densidade dos sólidos perfurados é em torno de 2,6. Para reduzir a densidade dos fluidos à base de água, dilui-se com água (densidade 1,00) ou óleo diesel (densidade 0,82) (Thomas, 2001).

Na Tabela 2.2 encontram-se as densidades de componentes comuns utilizados em fluidos de perfuração.

Tabela 2. 2- Densidade de componentes comuns de fluidos. Fonte: Darley e Gray, 1988.

<i>Densidade de componentes comuns de fluidos</i>					
Material	Unidade	lb/gal	lb/ft ³	lb/bbl	Kg/m ³
	g/cm ³				
Água	1,0	8,33	62,4	350	1000
Óleo	0,8	6,66	50	280	800
Baritina	4,3	35,8	268	1500	4300
Argila	2,5	20,8	156	874	2500
Sal	2,2	18,3	137	770	2200

✓ Viscosidade

É a medida da resistência da lama para fluir. Em outras palavras mede a consistência da lama. A viscosidade deve ser suficientemente elevada para manter a baritina em suspensão e assegurar o transporte dos cascalhos para fora do poço.

✓ Teor de Sólido

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 (densidade, viscosidade e força gel) além de aumentar a 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. (Thomas, 2001).

O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, físico 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, 2001).

✓ 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, 2001).

Um ótimo controle de alguns sistemas de fluido são baseados no pH, tão eficiente quanto na determinação e tratamento de contaminantes. Um fluido feito de bentonita e água, por exemplo, deverá ter um pH entre 8 e 9. Uma contaminação por cimento aumentará o pH entre 10 e 11. O controle é feito geralmente pelo tratamento de cal ou hidróxido de sódio (Darley e Gray, 1988).

✓ Alcalinidade

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 de íons hidroxilas dissolvidos e não dissolvidos.

✓ Teor de Cloretos ou Salinidade

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.

2.3 Fluidos de Perfuração Base Água

A grande maioria dos fluidos de perfuração utilizados no mundo é formada por líquidos à base de água, pois possuem um baixo custo comparado aos demais, são biodegradáveis e se dispersam facilmente na coluna d'água. O fluido à base de água consiste numa mistura de sólidos, líquidos e aditivos químicos tendo a água como a fase contínua. O líquido base pode ser a água salgada, água doce ou água salgada saturada (salmoura), dependendo da disponibilidade e das necessidades relativas ao fluido de perfuração. Os principais tipos de fluidos à base de água são os fluidos convencionais, fluidos naturais, fluidos dispersos tratados com lignosulfonados, fluidos tratados com cal, fluidos tratados com gesso, fluidos não dispersos tratados com cal e polímeros, fluidos salgados tratados com polímeros, fluidos de base KCl, fluidos isentos de sólidos e os fluidos biopoliméricos (Veiga, 1998).

A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais. Estes, principalmente argilas e polímeros, controlam a viscosidade, limite de escoamento, força gel e filtrado em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço. Os fatores a serem considerados na seleção da água de preparo são: disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, tipos de formações geológicas a serem perfuradas, produtos químicos que compõem o fluido e equipamentos e técnicas a serem usados na avaliação das formações.

Os fluidos de perfuração à base de água possuem um baixo custo comparado aos demais, são biodegradáveis e se dispersam facilmente na coluna d'água (Durriu, Zurdo Et al., 2000). Logo, seu descarte marítimo é permitido em quase todo o mundo, desde que respeitadas as diretrizes de descartes de efluentes marítimos de cada região. Infelizmente, os fluidos de perfuração à base de água possuem algumas desvantagens. Tal tipo de fluido possui argilas altamente hidrofílicas em sua composição (tais argilas são também encontradas nos folhelhos, típica rocha sedimentar rica em argilas hidrofílicas, em especial os encontrados em localidades *offshore* ou bacias sedimentares mais jovens, caracterizando formações muito sensíveis à água) (Khondaker, 2000). Portanto os sólidos dispersos no meio aquoso podem ser ativos ou inertes, onde os ativos são materiais argilosos com o objetivo de aumentar a viscosidade do fluido e os inertes podem se originar da adição de materiais industrializados ou de detritos finos das rochas perfuradas (Schaffel, 2002).

2.4 Aditivos Adensantes

2.4.1 Baritina

A baritina pura (sulfato de bário $BaSO_4$) contém 58% de bário e possui uma densidade específica de 4,5. A baritina comercial, muitas vezes chamada de “heavy spar” ou “tiff”, é de menor peso específico devido a presença de outros minerais como quartzo, calcita, anidrita e vários outros minerais. Além do mais, contém normalmente vários minerais iônicos, no qual incrementam um acréscimo do peso específico no produto final (Darley e Gray, 1988).

A baritina é insolúvel em água e não reage com nenhum outro componente no fluido, sendo sua principal função promover peso ao sistema. O sulfato de cálcio, muitas vezes presente na gypsita ou anidrita, associado com baritina, é visto como um contaminante de “lightly-treated”, fluidos de água doce. Minerais sulfíticos, como a pirita e esfalerita, se presente deve sofrer oxidação com a formação de sais solúveis que desfavorece a desempenho do fluido. A baritina ocorre em muitos ambientes geológicos: rochas sedimentares, ígneas e metamórficas (Darley e Gray, 1988).

2.4.2 Calcita

Calcite, por vezes também designada por calcita ou calcário, junto com a aragonita, é um mineral com composição química $CaCO_3$, com clivagem ortorrômbico perfeita. É muito mais estável e menos solúvel em água que a aragonita. Principal constituinte das rochas carbonáticas, em especial o mármore. Além de branca, a cor mais comum, pode ser incolor, azul, amarela, esverdeada, vermelha, cinza. Mineral de baixa dureza, é a referência 3 na escala de Mohs. Facilmente riscada, assim como as rochas onde ocorre em grande quantidade, como o mármore. Facilmente atacada por soluções ácidas, é dissolvida pela água levemente acidificada pelo gás carbônico. Em contato com soluções mais ácidas, entra em efervescência, devido ao rápido desprendimento do gás carbônico (www.dicionario.pro.br/dicionario/index.php).

2.5 Método de separação sólido líquido

As misturas são muito encontradas na natureza de forma natural e também de forma artificial, assim como os fluidos de perfuração. Como visto anteriormente, elas são misturas com uma fase contínua líquida com diversos tipos de materiais sólidos incorporados ou dissolvidos. Sendo assim, esta mistura pode ser definida como um sistema líquido/sólido. Por esta mistura ser uma suspensão de partículas sólidas finamente divididas em um líquido, classifica-se este sistema como homogêneo.

Existem inúmeros métodos de separação, tais como: sedimentação, evaporação, centrifugação, cristalização, filtração, peneiramento, separação magnética, dissolução, destilação simples ou fracionada, decantação e outros. Porém, para um sistema homogêneo como os fluidos de perfuração, onde se faz necessária a separação de líquidos e sólidos, os métodos mais eficientes e mais comumente utilizados estão descritos na Figura 02 a seguir:

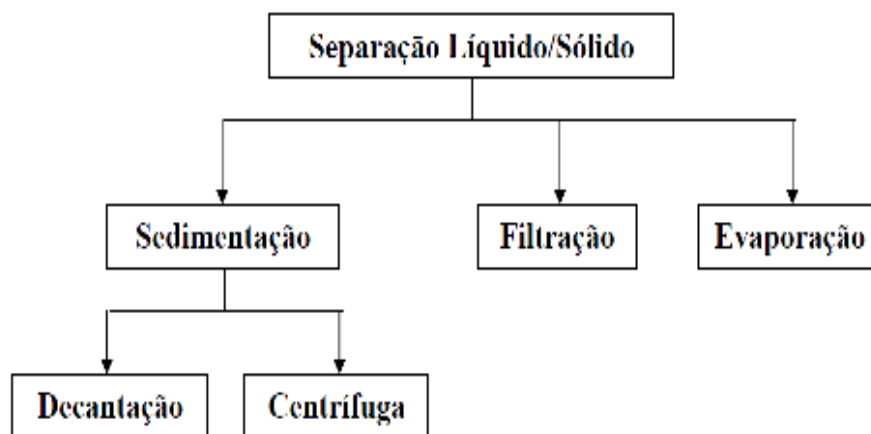


Figura 2. 2 – Fluxograma de métodos de separação Líquido/Sólido

2.5.1 Sedimentação

Sedimentação é a separação de uma suspensão diluída pela sedimentação gravitacional, até se ter um fluido límpido e uma lama com maior teor de sólidos. O mecanismo de sedimentação pode ser descrito, de melhor forma, através da observação dos efeitos que ocorrem num ensaio de sedimentação dos sólidos numa suspensão colocada numa proveta (Foust, 1982).

A Figura 2.3 mostra uma solução preparada de modo ter a concentração uniforme ao longo de toda altura da proveta. Logo que o processo de sedimentação inicia, todas as partículas começam a sedimentar e, por hipótese, aproximam-se rapidamente das respectivas velocidades terminais. A zona D (Fig. 03 “b”) é de sólidos sedimentados que inclui, predominantemente, as partículas mais pesadas, com sedimentação mais rápida. Numa zona de transição, mal definida, acima do material sedimentado, existem canais através do qual o fluido se eleva. Este fluido é expelido da zona D à medida que a zona é comprimida. A zona C é uma região de distribuição variável de tamanhos e concentração não uniforme. A zona B é uma zona de concentração uniforme, com aproximadamente a mesma concentração e distribuição que a inicial. No topo da região B há uma fronteira acima da qual está a região de líquido límpido, região A. Se a suspensão

original for de partículas bem uniformes nas dimensões menores, a linha entre A e B é bastante nítida.

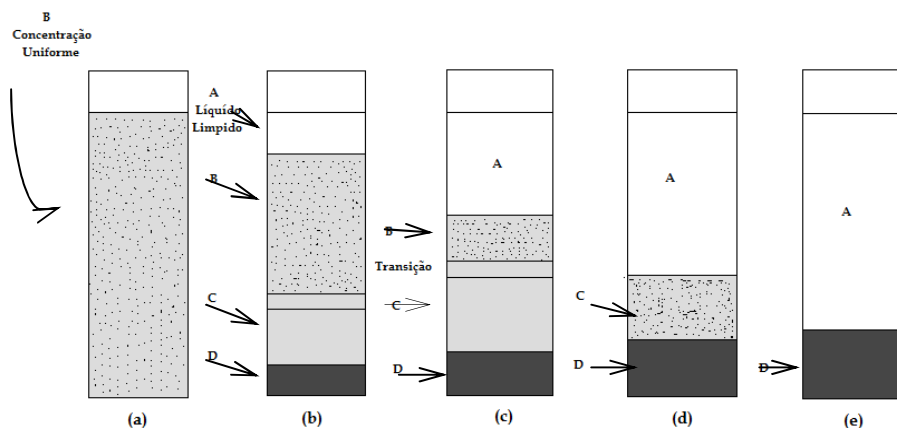


Figura 2. 3 – Método de sedimentação em proveta. Fonte: FOUST, 1982

À medida que a sedimentação continua, as alturas de cada zona variam, conforme a Fig. 03 (b), (c) e (d) até chegar a um ponto em que B e C desaparecem, e todos os sólidos estão em D; este é conhecido como o ponto de sedimentação crítico, ou seja, é o ponto em que uma única interface nítida forma-se entre o líquido límpido e os sedimentos. O processo de sedimentação, daí por diante, consiste na compressão lenta dos sólidos, com expulsão do líquido retido entre os sólidos para a zona límpida. As velocidades de sedimentação são muito pequenas nesta lama grossa.

2.5.2 Velocidade de sedimentação

Uma partícula cai com velocidade uniforme (denominada velocidade terminal) no seio de um fluido quando as forças de impulsão e de atrito a que a partícula está sujeita igualam a força da gravidade. Para formas análogas, essa velocidade varia com as dimensões das partículas. A transformação do valor da velocidade terminal (ou velocidade de sedimentação) no valor do diâmetro da partícula depende de múltiplos fatores, nomeadamente do número de Reynolds, do atrito, do fator forma, das correntes de convecção induzidas no fluido, das interações entre as partículas, das rugosidade da superfície das partículas, do efeito de parede, etc. (Dias, 2004).

As duas leis teóricas fundamentais que traduzem a queda das partículas nas condições acima enunciadas são a Lei de Stokes, enunciada por este autor em 1854, e a Lei do Impacto, desenvolvida por Newton em 1687.

A Lei de Stokes baseia-se no princípio de que uma esfera, ao cair no seio de um fluido, está sujeita à atuação de duas forças de sinal contrário: a da resistência R_f , devido à viscosidade do fluido

$$R_f = 6\pi r \eta v \quad (1)$$

E à força da gravidade

$$F_g = 4\pi r^3 r_s g \quad (2)$$

Cuja atuação é moderada pela impulsão, a qual é dada pelo princípio de Arquimedes

$$I = \frac{4}{3} \pi r^3 r_f g \quad (3)$$

Assumindo que a velocidade inicial da esfera é nula, só se verifica movimento quando a força gravitacional efetiva supera a resistência R_f . A partícula estará, então, sujeita a movimento acelerado, até que a sua velocidade induz no fluido uma resistência que iguala exatamente a força gravitacional efetiva. A esfera entrará então em velocidade de queda constante (dita velocidade terminal).

Nas condições acima referidas, a equação que traduz o movimento pode ser expressa como:

$$6\pi r \eta v = \frac{4}{3} r^3 \pi (\rho_s - \rho_f) g \quad (4)$$

Sendo η o coeficiente de viscosidade do fluido, em poises (g/s.cm), r o raio da esfera em centímetros, v a velocidade terminal (cm/s), g a aceleração da gravidade (g/cm), ρ_s a densidade da esfera (g/cm), e ρ_f a densidade do fluido (g/cm). Resolvendo a equação em ordem a v , obtêm-se a expressão clássica da Lei de Stokes:

$$v = \frac{2}{9} g \frac{(\rho_s - \rho_f) r^2}{\eta} \quad (5)$$

Os limites de validade da Lei de Stokes são controversos. Muitos autores tomam como limite superior de validade o diâmetro $2,7\phi$ ($= 153,9\mu$), embora Blanchard (1967) tenha chegado experimentalmente a valor bastante menor. Segundo este investigador, a Lei de Stokes é apenas válida para condições em que o Número de Reynolds Re ($Re = 2 r v \rho_f / \eta$) é inferior a 0,02 ou seja, para esferas de quartzo, com diâmetro inferior a 25μ ($\sim 5,3\phi$), sedimentando em água.

Para partículas maiores, a resistência devida à viscosidade do fluido é pequena, podendo ser desprezada. A resistência será então devida ao impacto do líquido na esfera em queda, isto é, a queda da partícula obedecerá à Lei do Impacto de Newton:

$$v = \sqrt{\frac{4}{3} g \frac{(\rho_s - \rho_f)}{\rho_f} r} \quad (6)$$

As equações expressas não são comprovadas pela prática, principalmente no domínio granulométrico das areias (2mm a 62 μ). Por essa razão têm sido aperfeiçoadas e adaptadas a diferentes circunstâncias por vários autores. Entre essas modificações ressalta a Equação de Rubey (1933) que combina as fórmulas das Leis de Stokes e do Impacto numa equação geral:

$$v = \frac{\sqrt{\frac{4}{3} g (\rho_s - \rho_f) r^2 + 9\eta^2} - 3\eta}{\rho_f r} \quad (7)$$

A equação foi testada com dados obtidos por via experimental, verificando-se coincidência aceitável entre estes e aquela. Todavia, as partículas utilizadas não eram esféricas. Existe, portanto, subvalorização dos valores das velocidades de sedimentação determinadas em relação aos que se verificariam caso se tratasse de esferas. Conseqüentemente, comparando valores obtidos posteriormente para esferas de densidade 2,65 com valores teóricos determinados com a Equação de Rubey, verifica-se que esta subvaloriza os resultados no domínio da Lei de Impacto.

A principal dificuldade do estabelecimento de uma lei geral de queda que seja válida para um domínio suficientemente lato de diâmetros de partículas consiste no fator de que a velocidade terminal depende do coeficiente de arraste C_D (drag coefficient) que, por sua vez, varia com o Número de Reynolds (Re).

O conceito de arraste do fluido (drag fluid) baseia-se no reconhecimento de que, quando um fluido e um sólido apresentam movimento relativo, se desenvolvem forças que se opõem ao movimento, tendendo a restabelecer o equilíbrio. A equação de arraste (drag) pode ser expressa da forma seguinte.

$$F_D = C_D A \rho_f \frac{v^2}{2} \quad (8)$$

em que: F_D é a força de arraste que se opões ao movimento, C_D é o coeficiente de arraste, A é a área do sólido projetada num plano normal ao movimento, ρ_f é a densidade do fluido e v a velocidade relativa sólido - fluido.

Explicitando C_D , obtém-se a fórmula do coeficiente de arraste, concluindo-se que se trata de um coeficiente adimensional.

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2}A\rho_f v^2} \quad (9)$$

Tirando da expressão precedente o valor da velocidade:

$$v = \sqrt{\frac{2F_D}{C_D A \rho_f}} \quad (10)$$

No caso de partículas sólidas em queda no seio de um fluido em repouso, pode afirmar-se que, quando a partícula entra em velocidade terminal, a força de arraste (drag force) iguala a força da gravidade, sendo, portanto, nula a resultante das forças que atuam no sólido. A partícula fica, por conseguinte, animada de movimento uniforme. Pode então escrever-se que:

$$v = \sqrt{\frac{2(\rho_s - \rho_f)g a_3 d^3}{C_D \rho_f a_2 d^2}} \quad (11)$$

Representando a_3 um fator de volume que, no caso específico da esfera, equivalerá a $\pi/6$, e a_2 um fator de área projetada em plano ortogonal ao movimento que, no caso da esfera, será $\pi/4$.

Simplificando,

$$v = \sqrt{\frac{2(\rho_s - \rho_f)g a_3 d}{C_D \rho_f a_2}} \quad (12)$$

Obtém-se uma equação geral que traduz a velocidade terminal de qualquer partícula sólida, homogênea, em queda no seio de fluido estático, de dimensões infinitas. No caso das partículas apresentarem forma esférica facilmente se verificará que

$$v = \sqrt{\frac{2(\rho_s - \rho_f)g d}{3C_D \rho_f}} \quad (13)$$

O coeficiente de arraste no domínio da Lei de Stokes, domínio esse onde predominam as forças de viscosidade e o arraste é do tipo viscoso (ou seja, para Números de Reynolds inferiores a 0,1), é dado por:

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad (14)$$

Expressão esta deduzida teoricamente (Allen, 1990) e verificada experimentalmente. Para valores de Re maiores, os efeitos da inércia predominam sobre os viscosos, e o arraste devido à forma apresenta importância progressivamente maior. À medida que o Número de Reynolds aumenta,

decrece gradualmente o valor de C_D . Para valores de Re entre 103 e 104 o valor de C_D , para corpos esféricos, torna-se aproximadamente igual a $L/2$ e a velocidade terminal aproximadamente proporcional à raiz quadrada do diâmetro da esfera.

Gibbs, Matthews e Link (1971), Apud Perry 1999 apresentaram uma boa aproximação da equação que traduz a queda das partículas em água, válida para partículas esféricas de 0,1 micra a 6 centímetros, a qual foi estabelecida empiricamente com base nas velocidades de sedimentação determinadas para 216 esferas de vidro de diferentes diâmetros

$$v = \frac{-3\eta + \sqrt{9\eta^2 + g v^2 (\rho_s - \rho_f)(0,015476 + 0,19841v)}}{\rho_f(0,011607 + 0,14881v)} \quad (15)$$

Explicitando o raio:

$$r = \frac{0,055804v^2 \rho_f + \sqrt{0,003114v^4 \rho_f^2 + [g(\rho_s - \rho_f)](4,59\eta v + 0,08705v^2 \rho_s)}}{(\rho_s - \rho_f)} \quad (16)$$

Para esferas com diâmetro inferior a 50m a equação de Gibbs, Matthews & Link revela resultados análogos aos da Lei de Stokes. Para esferas com diâmetros superiores a 5mm a expressão gráfica da equação é paralela à da Lei do Impacto de Newton, embora apresente valores sensivelmente maiores. O domínio entre 5mm e 50 μ é uma zona de transição entre as duas retas que traduzem as Leis de Stokes e Newton. Grande parte dos sedimentômetros utilizam a expressão de Gibbs, Matthews & Link (1971).

2.6 O método de Newton

O Método de Newton (ou método Newton-Raphson) tem o objetivo de estimar as raízes de uma função. Para isso, toma-se um ponto qualquer da função, calcula-se a equação da tangente (derivada) da função nesse ponto, calcula-se o intercepto da tangente ao eixo das abcissas, calcula-se o valor da função nesse ponto, e repete-se o processo, que deve tender a uma das raízes da função rapidamente, ou não tender a nada, deixando isso claro logo. Em notação matemática isso se escreve da seguinte forma (Martínez, 1998):

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad (17)$$

onde n indica a n -ésima iteração do algoritmo e $f'(x_n)$ é a derivada da função f em x_n .

Para que se obtenha sucesso na iteração deve-se primeiramente delimitar um intervalo, a fim de escolher um chute inicial adequado, para que a convergência de " x_n " seja propícia. Para tanto existem apenas quatro condições a serem satisfeitas:

- ✓ O intervalo delimitado deve conter a raiz de $y=f(x)$;
- ✓ A função $y=f(x)$ deve ser diferenciável em todo o intervalo;
- ✓ A primeira derivada no intervalo não deve trocar de sinal;
- ✓ A segunda derivada no intervalo não deve trocar de sinal.

Uma vez delimitado um intervalo que cumpra tais exigências, escolhe-se para o chute inicial o ponto mais à esquerda se o produto da primeira pela segunda derivada for negativo, ou escolhe-se o ponto mais à direita se ocorrer o contrário, se o produto for positivo.

2.7 Método Quase-Newton

A motivação central dos métodos quase-Newton é gerar uma seqüência $\{x^{(k)}\}$ com boas propriedades de convergência, sem no entanto avaliar a matriz Jacobiana a cada iteração, como é necessário no método de Newton. Um exemplo é o método de Newton modificado que requer o cálculo da matriz Jacobiana apenas na iteração inicial, porém a propriedade de taxa quadrática é perdida e em seu lugar consegue-se apenas taxa linear (Martínez, 1998).

A seqüência $\{x^{(k)}\}$, nos métodos quase-Newton, é gerada através da fórmula:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + s^{(k)} \quad (18)$$

Onde $s^{(k)}$ é a solução do sistema linear:

$$B^{(k)} s^{(k)} = -F(x^{(k)}) \quad (19)$$

Nos métodos Quase-Newton as matrizes $B^{(k)}$ são atualizadas a cada iteração e é imposta a condição de que tais matrizes satisfaçam a seguinte equação:

$$B^{(k+1)} (x^{(k+1)} - x^{(k)}) = F(x^{(k+1)}) - F(x^{(k)}) \quad (20)$$

Devido à seguinte motivação:

conhecidos $x^{(k)}$, $F(x^{(k)})$, $x^{(k+1)}$, $F(x^{(k+1)})$, o modelo linear:

$$L_{(k+1)}(x) = F(x^{(k+1)}) + B^{(k+1)}(x - x^{(k+1)}) \quad (21)$$

Pode ser considerado uma aproximação para $F(x)$ em torno de $x^{(k+1)}$, e a igualdade

$$L_{k+1}(x^{(k+1)}) = F(x^{(k+1)}) \text{ é satisfeita para qualquer escolha para } B^{(k+1)}.$$

2.8 Método de Hooke-Jeeves

Os métodos diretos baseiam-se na comparação dos valores da função objetivo e são particularmente atrativos em situações onde derivadas da função objetivo e das funções restrições não são viáveis. O método de Hooke e Jeeves baseia-se em uma seqüência de movimentos exploratórios, começando em um ponto base, x_0 , e tendo um tamanho de passo pré-definido, h (Coelho, 2005).

Na próxima etapa do método, a função objetivo é testada através de perturbações sucessivas no ponto inicial, x_0 , em direções de busca $\{v_i\}$, onde v_i é a i -ésima coluna de uma matriz de direção, V , no presente $V = I$. O movimento exploratório inicia com a avaliação da função objetivo em x_0 e dois outros pontos, $x_0 + hv_i$ e $x_0 - hv_i$, afastados de x_0 por h . Duas situações podem surgir com o movimento exploratório (Coelho, 2005):

- ✓ Se um destes pontos resulta em um decrescimento do valor da função objetivo, para o caso de minimização, então a exploração sucedeu-se de forma satisfatória, e o ponto particular que produziu o sucesso é armazenado como um ponto temporário, x_1 , e x_0 é substituído por x_1 .
- ✓ Se nenhum dos pontos produziu um decrescimento no valor da função objetivo, o tamanho do passo pré-definido, h , é reduzido pela metade e o movimento exploratório com x_0 é repetido.

A amostragem é conduzida primeiro através da avaliação da função objetivo de $x_0 + hv_i$ e só é testado $x_0 - hv_i$ se $f(x_0 + hv_i) \geq f(x_0)$ para o caso de minimização. A fase exploratória pode produzir um ponto base novo ou pode falhar, conforme comentado anteriormente, se a fase exploratória obter sucesso a direção de busca é,

$$d = x_1 - x_0 \tag{22}$$

e o novo ponto base é x_1 . O método de Hooke-Jeeves concentra o próximo movimento exploratório em

$$x_2 = x_0 + 2d = x_1 + d \tag{23}$$

Se este segundo movimento exploratório não é bem sucedido na melhora (minimização) de $f(x_1)$, então um movimento exploratório com x_1 como o centro é tentado. Se este movimento falhar então h é reduzido e o processo é repetido.

CAPÍTULO 3

MATERIAIS E MÉTODOS

3 Materiais e Métodos

Para o preparo dos fluidos base água serão utilizado componentes normalmente presentes em fluidos reais, no qual os aditivos serão identificados pela sua função principal dentro do sistema fluido: viscosificantes (VI), adensantes (AD), redutores de filtrado (RF), alcalinizantes (AL), floculantes (FL), bactericida (BA).

3.1 Preparação dos fluidos

Cada aditivo é pesado em balança com precisão de quatro casas decimais, depois é adicionado em 350 ml de água destilada no copo do misturador Hamilton Beach-Fan. Cada aditivo foi adicionado e misturado por um tempo pré-determinado. O tempo de preparo do fluido é de aproximadamente 30 minutos e logo após o mesmo fica em repouso por 24 horas para estabilização do sistema.



Figura 3. 1 - Misturador Hamilton Beach-Fann

3.2 Ensaios de densidade e sedimentação

Transcorrido às 24 horas do preparo do fluido foi feito os ensaios de sedimentação e densidade no Tensiômetro K100.



Figura 3. 2 - Tensiômetro Kruss K100

As medidas de densidade com o k100 utiliza como resultado da flutuabilidade de um sólido em um líquido, ou seja, a diferença do peso medido em um líquido e do peso medido no ar. A massa do volume de líquido deslocado pela sonda de medição corresponde exatamente à diferença de peso. Se a densidade da sonda de medição é conhecida, a densidade do líquido pode ser obtida através da pesagem diferencial. A equação utilizada para o cálculo é:

$$\rho_L = \rho_{MP} \frac{G_{MFA} - G_{MPL}}{G_{MFA}}$$

Onde:

ρ_L : densidade do líquido

ρ_{MP} : densidade da sonda de medição

G_{MFA} : peso da sonda de medição

G_{MPL} : peso da sonda de medição no líquido

As medidas de sedimentação com o K100 permitem a investigação da velocidade de sedimentação das suspensões. Uma sonda de medição em forma de cratera cônica é suspensa a partir de uma balança, é imersa na suspensão a ser investigada, enquanto esta está sendo agitada. Quando o agitador é desligado as partículas suspensas caem em direção ao fundo. A sonda de medição capta essas partículas afundadas e registra o peso delas como uma função do tempo. O registro automático do aumento de peso em função do tempo permite conhecer diretamente a curva cumulativa.

Os fluidos foram preparados e logo após levados para o Tensiômetro K100, no qual o tempo do experimento foi de uma hora. Depois os resultados foram tratados em planilhas no Excel e no Estatística 7, gerando funções matemáticas que estimam a quantidade de massa sedimentada e conseqüentemente o tempo de sedimentação dos sólidos nos fluidos de várias concentrações.

Capítulo 4

RESULTADOS E DISCUSSÕES

4 – Resultados e discussão

O presente capítulo mostra os resultados dos ensaios de sedimentação e a modelagem matemática aplicada nas curvas de sedimentação da calcita e baritina no fluido de perfuração.

4.1 Ensaio de sedimentação

A Figura 4.1 mostra as curvas da massa de calcita sedimentada em função do tempo e da concentração de calcita no meio. É possível observar que a calcita é inerte no meio, pois a quantidade de massa sedimentada aumenta com o aumento da concentração do mesmo. Isso se deve ao fato da calcita não reagir e sim ficar suspensa no meio formando um sistema coloidal para desempenhar sua(s) função(s) no fluido.

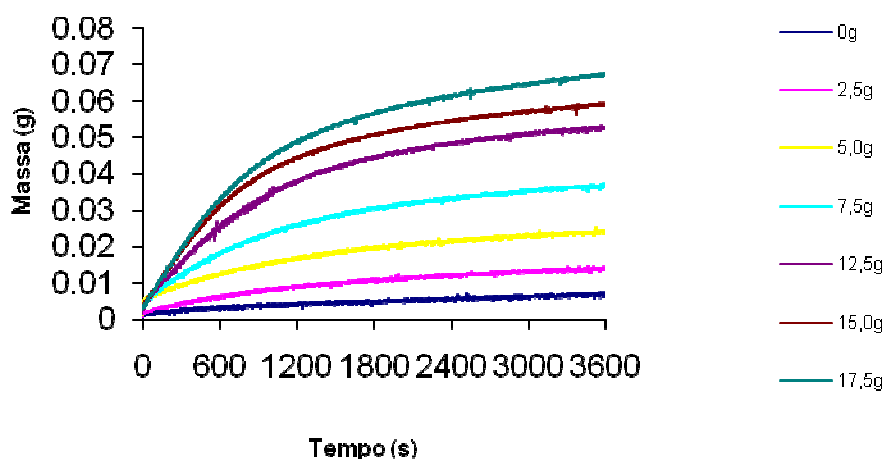


Figura 4. 1. Massa de Calcita sedimentada em função do tempo e da concentração de calcita no sistema fluidos de perfuração.

A Figura 4.2 mostra a variação de densidade com o aumento da concentração de calcita. Como esperado, a densidade aumenta com o aumento da concentração, pois uma das funções principais da calcita, dependendo de onde irá perfurar, é dar peso ao fluido. Uma função secundária da calcita é de obturante melhorando o reboco e diminuindo conseqüentemente o filtrado.

Densidade da Calcita

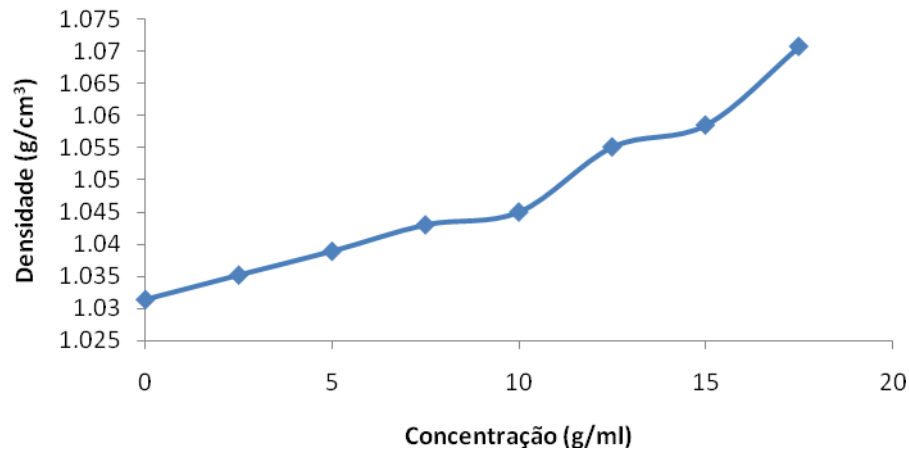


Figura 4. 2 – Densidade de fluidos preparados com diferentes concentrações de calcita em g/mL

Com os resultados anteriores, apresentados na Figura 4.1 e 4.2 foi possível estimar, utilizando o Estatística versão 7.0, uma equação que representa a quantidade de massa de calcita sedimentada em função do tempo de estocagem, concentração, viscosidade e densidade do fluido.

A função estimada foi:

$$M = 0,9498t^{0,209} + 0,0121x^{0,898} + 0,1114\mu^{-0,441} - 0,137d^{0,953}$$

Onde:

M – Quantidade de massa em gramas sedimentada em um certo tempo

t – tempo de sedimentação em segundos

x – Concentração da calcita

μ - Viscosidade do fluido em cP

d – Densidade do Fluido em g/cm³

Esse modelo obteve um valor do R de 0,94982 ,ou seja, um nível de confiança de 95% utilizando o modelo Quase-Newton e utilizando o modelo de Newton, obteve-se um R igual a 0,95004. Outro modelo utilizado para essa estimação foi o de Hooke Jeeves, sendo esse método não muito adequado, pois o valor do R foi inferior aos demais, igual a, 0,894644.

A Figura 4.3 mostra os valores observados versus os valores calculados, no qual poucos pontos ficaram acima da reta significando que os valores medidos são maiores que os calculados. Em geral os valores calculados foram um pouco menores que os valores observados, tendo em vista que a maioria dos pontos estão localizados abaixo da reta. É possível observar, ainda, que os pontos calculados seguem em paralelo a reta e com uma boa proximidade, indicando uma boa validação do modelo.

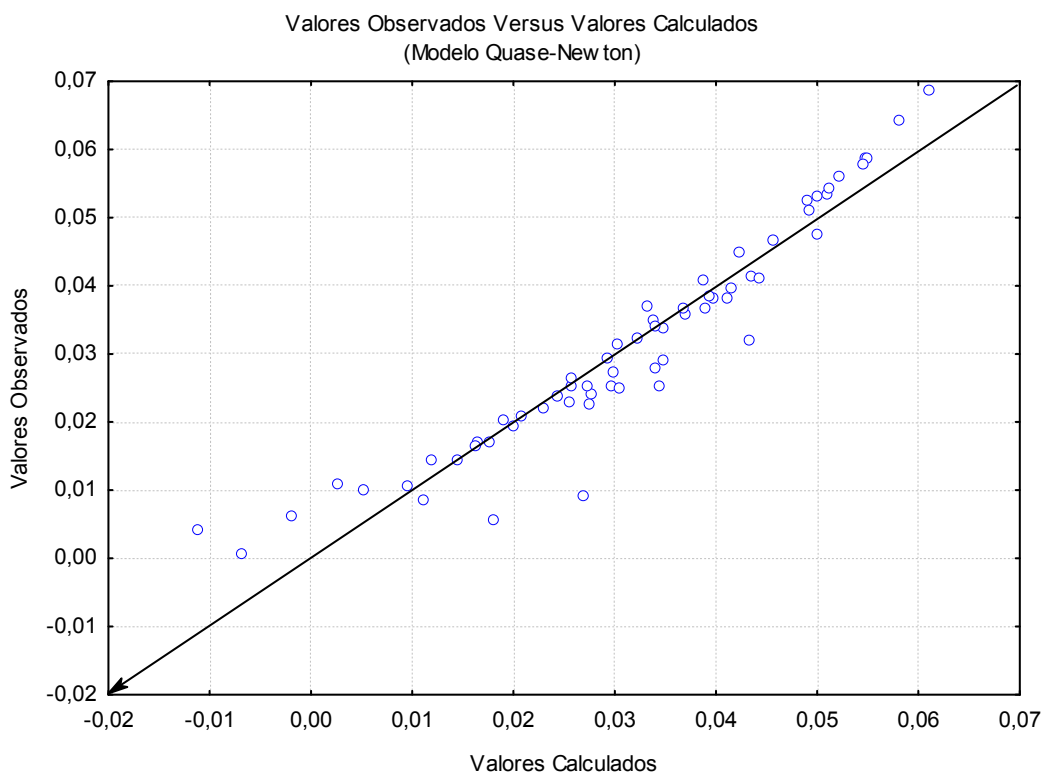


Figura 4. 3 – Gráfico de valores medidos versus valores calculados

A Figura 4.4 mostra as curvas da massa da baritina sedimentada em função do tempo e da concentração de baritina no fluido.

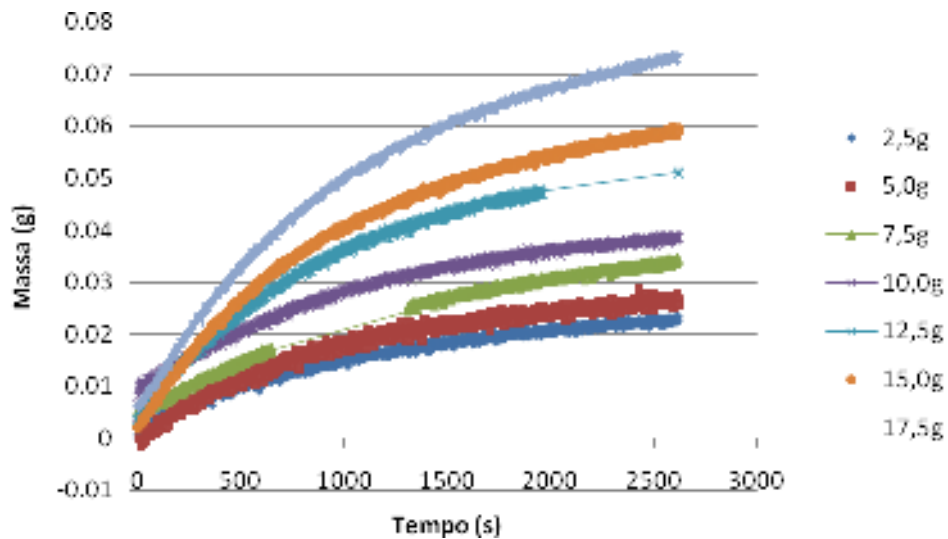


Figura 4. 4 - Massa de Baritina sedimentada em função do tempo e da concentração de calcita no sistema fluidos de perfuração

É possível observar, na Figura 4.4, que a baritina, assim como a calcita, é inerte no meio, pois a quantidade de massa sedimentada aumenta com o aumento da concentração do mesmo.

A Figura 4.5 mostra a variação de densidade com o aumento da concentração de baritina. Novamente, como esperado, a densidade aumenta com o aumento da concentração, porém comparando valores de densidade de fluido, obtidos utilizando a mesma concentração de baritina e calcita, percebe-se que a baritina tem um poder adensante maior que a calcita.

Uma função da baritina é também adensar fluidos de perfuração, podendo ela elevar o peso do fluido mais do que a calcita.

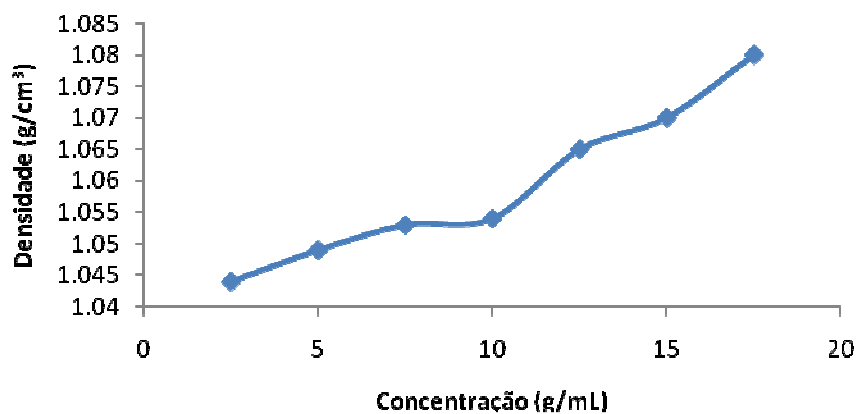


Figura 4. 5 - Densidade de fluidos preparados com diferentes

concentrações de Baritina em g/mL

Esses dados, apresentados nas Figuras 4.4 e 4.5, foram tratados no estatística 7.0 gerando uma equação que pode estimar a quantidade de massa sedimentada em um certo intervalo de tempo. Foram testados os modelos de Newton, Quase Newton e Hooke Jeeves, sendo o que apresentou melhor resultado foi o modelo Quase Newton. Os valores dos R foram respectivamente: 0,953285, 0,9538707 e 0,94269217. A função estimada foi:

$$M = 0,112t^{0,223} + 0,0024x^{1,828} - 0,217\mu^{-0,0103} + 0,157d^{1,916}$$

Onde:

M – Quantidade de massa em gramas sedimentada em um certo tempo

t – tempo de sedimentação em segundos

x – Concentração da calcita

μ - Viscosidade do fluido em cP

d – Densidade do Fluido em g/cm³

A Figura 4.6 mostra os valores observados versus os valores calculados, onde alguns pontos ficaram acima da reta, a qual representa valores observados maiores que os calculados. Em geral os valores calculados também foram menores que os valores observados, tendo em vista que a maioria dos pontos estão localizados abaixo da reta. Também é possível observar que os pontos calculados seguem em paralelo a reta e com uma boa proximidade, indicando uma boa validação do modelo.

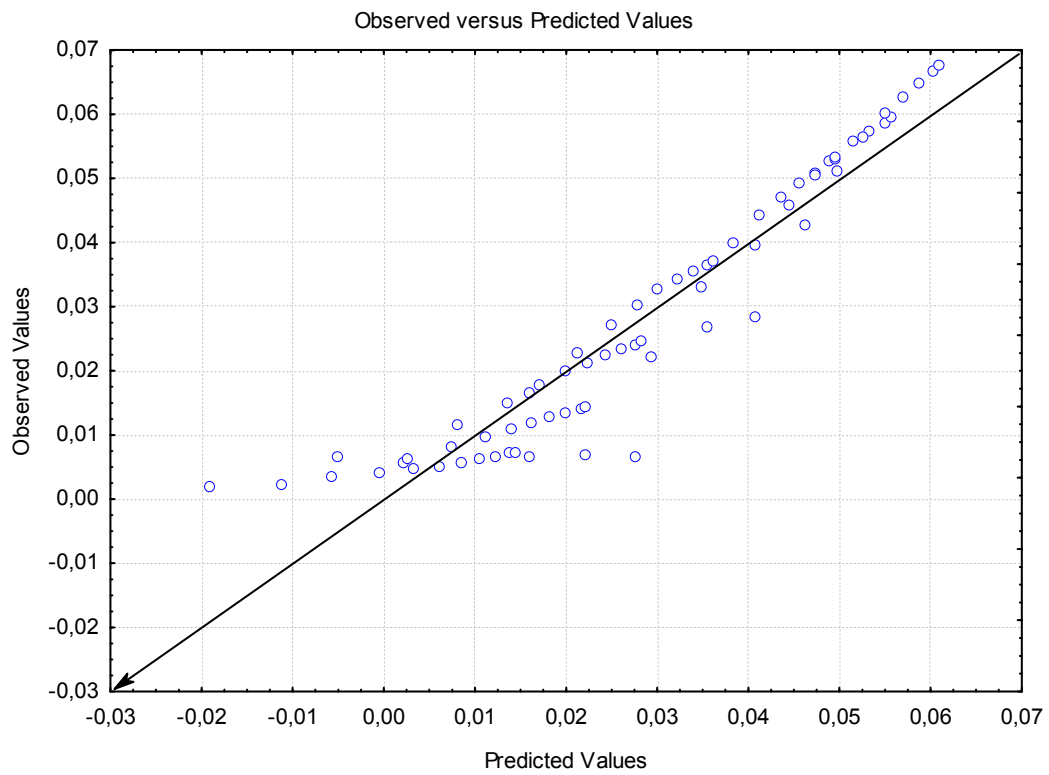


Figura 4. 6. Gráfico de valores medidos versus valores calculados

Capítulo 5

CONCLUSÃO

5 - Conclusão

O modelo que obteve o melhor resultado dos parâmetros da equação foi o modelo de Quase-Newton.

Os resultados apresentados neste trabalho nos mostraram que é possível estimar a decantação dos sólidos adensantes no fluido de perfuração, levando a uma equação similar para os dois fluidos.

Estes resultados são de extrema importância no cálculo dos tanques e agitadores do armazenamento dos fluidos, pois os mesmos possibilitam estimar a estabilidade do fluido como uma função do tempo e da concentração dos adensantes.

Capítulo 6

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

6 - Referências Bibliográficas

- THOMAS, J. E., organizador. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, PETROBRAS, 2001.
- Manual de Fluidos de Perfuração; DEPER, Departamento de Perfuração; Petrobras, Petróleo Brasileiro S.A.
- DUARTE, R. G. *Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para estudo de Estabilidade de Poço*. Junho de 2004. Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2004.
- SCHAFFEL, S. B. *A Questão Ambiental na Etapa de Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil*, Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.
- FOUST, A., WENZEL, L.A., CLUMP, C.W., MANS, L., ANDERSEN, L.B. *Princípio das Operações Unitárias*. Tradução de Horácio Macedo, 2ª edição, Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1982.
- AMORIN, L. V. *Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo*. Tese de Doutorado, Doutorado em Engenharia de Processos, UFCG, Campina Grande, dezembro de 2003.
- ALLEN, *Particle Size Measurement*, 4th ed, Chapman and Hall, London, 1990.
- MACHADO, J. C. V.; OLIVEIRA, M. M.. *Concentração Ótima de Cloreto de Potássio para Reduzir a Capacidade de Hidratação de Formações Argilosas*. Publicação interna, Petrobrás, 1986.
- PERRY, R. H., GREEN, D. W. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*, 7ª ed 1999.
- DIAS, J. A. *A Análise Sedimenar e o Conhecimento dos Sedimentos Marinhos*, Universidade do Algarve Faro, 2004.

- MARTÍNEZ, J. M. *Métodos Computacionais de Otimização*, IMECC-UNICAMP, 1998.

- COELHO, L. S. *Concepção Híbrida de Otimização por Nuvem de Partículas Aplicada ao problema de Weber*, Pontifícia Universidade Católica do Paraná, 2005.