

JOÃO MANOEL DE ARO BRAZ

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS DE
PERFURAÇÃO**

**São Paulo
2013**

JOÃO MANOEL DE ARO BRAZ

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO REOLÓGICO DE FLUIDOS DE
PERFURAÇÃO**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e
de Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Laurindo de Salles
Leal Filho

**São Paulo
2013**

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a meus avôs e tios-avôs,
que me ensinaram mais sobre a vida
do que eles mesmos devem imaginar.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao professor Laurindo de Salles Leal Filho pela valiosa orientação durante a realização deste trabalho e por seu apoio contínuo na busca por oportunidades de crescimento acadêmico e profissional.

Ao professor Jorge Luis Baliño pelo auxílio na montagem da aparelhagem laboratorial e ao professor José Luís de Paiva e a Denise Trigilio Tavares pelo auxílio na realização dos trabalhos experimentais.

Ao professor Ricardo Cabral de Azevedo e a Jairson de Lima, que, mais do que guias, sempre foram grandes companheiros dos alunos e defensores ativos do curso de engenharia de petróleo.

Aos professores do curso de engenharia de petróleo pela sua dedicação aos alunos e pela transmissão de conhecimentos, contribuindo para a formação de profissionais qualificados.

A ANP, Agência Nacional do Petróleo, por meio do programa de recursos humanos PRH-19, pelo apoio financeiro sem o qual não teria sido possível a execução deste projeto ou a participação em eventos de grande valia para minha formação.

A minha família pelo apoio e carinho demonstrados, tão importantes nesses últimos anos, e que moldaram a pessoa que sou hoje.

A meus amigos, colegas de faculdade ou não, que me acompanharam e compartilharam os momentos de luta e triunfo, dando significado a esta jornada que dividimos.

If there is effort, there is always accomplishment

Jigoro Kano

RESUMO

Fluidos de perfuração são parte integral da atividade de exploração de petróleo, indispensáveis na fase de perfuração de poços. O sucesso e a segurança de uma perfuração dependem da qualidade do fluido empregado, que deve amortecer as pressões do poço e realizar o arraste de cascalhos até a superfície. Algumas das propriedades mais relevantes para um bom fluido de perfuração são suas propriedades reológicas, que determinam as perdas de carga na circulação e a capacidade de arraste de cascalhos. Dada sua importância, torna-se relevante um conhecimento aprofundado destas propriedades, que são abordadas neste estudo. Para tal, criou-se em laboratório um fluido de perfuração seguindo formulações utilizadas na indústria, para realização de ensaios com o propósito de analisar tais propriedades por meio de modelos reológicos, validados pela comparação com resultados documentados na literatura. Também é discutida a criação de uma nova bancada experimental que tem o propósito de permitir a realização de testes mais elaborados, contribuindo para um entendimento aprofundado do assunto.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração, reologia

ABSTRACT

Drilling fluids are an integral part of petroleum exploration, indispensable for drilling oil wells. The success and safety of a drilling operation depend on the quality of the fluid utilized, which should withstand the borehole pressures and carry the drilled cuttings to the surface. Some of the most relevant properties for a proper drilling fluid are its rheological properties, which determine pressure losses in the piping and cuttings carrying capacity. Considering their importance, a deep understanding of these properties becomes a necessity, making them the focus of this study. As such, a drilling fluid was created in a laboratory, according to industry-standard formulas, and tests were carried out in order to analyze such properties by considering rheologic models, which were then validated by comparison with results from other publications. Another topic was the creation of experimental equipment with the purpose of allowing for more elaborate tests to be conducted, contributing for a deeper comprehension of the subject.

Keywords: Drilling fluids, rheology

ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Simulação do processo de arraste de cascalhos pelo fluido de perfuração (Fonte: energyindepth.org).	13
Figura 2: Pressões atuantes em um poço (adaptado de Bourgoyne, 1986).	17
Figura 3: Associação de partículas de argila (adaptado de Bourgoyne, 1986).	18
Figura 4: Modelos de escoamento (a) entre placas planas e (b) em dutos (Fonte: Machado, 2002).	20
Figura 5: Curvas de fluxo para fluido (a) newtoniano, (b) Bingham, (c) pseudoplástico, (d) dilatante e (e) Herschell-Buckley (Fonte: Machado, 2002).	21
Figura 6: Diminuição da viscosidade com incremento da taxa de cisalhamento (Fonte: Darley, 1988).	22
Figura 7: Distribuição granulométrica do minério de Bentonita.	26
Figura 8: Fluido de perfuração criado em laboratório (a) inicialmente sem CMC e (b) formulação final, após adição de CMC.	27
Figura 9: Equipamentos utilizados: (a) Malvern Zetasizer Nano ZS90, (b) OFI Testing Equipment 115-00 e (c) Brookfield DV-III.	28
Figura 10: Potencial zeta em função do pH.	29
Figura 11: Reograma do fluido de perfuração.	31
Figura 12: Bancada experimental construída no PMI.	32
Figura 13: Detalhes da bancada.	34

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Composição do fluido de perfuração.	26
Tabela 2: Tendência de agregação em função do potencial zeta (Adaptada do Journal of the European Ceramic Society).....	28
Tabela 3: Medidas de potencial zeta.	28
Tabela 4: Comparação entre diferentes fluidos de perfuração.	31

LISTA DE SÍMBOLOS

P	Pressão	(Pa) ou (psi)
ρ	Densidade	$\left(\frac{kg}{m^3}\right)$ ou $\left(\frac{lb}{gal}\right)$
h	Altura da coluna de fluido	(m) ou (ft)
τ	Tensão de cisalhamento	$\left(\frac{N}{m^2}\right)$
F	Força	(N)
S	Área superficial	(m^2)
γ	Taxa de cisalhamento	(s^{-1})
v	Velocidade	$\left(\frac{m}{s}\right)$
y	Altura do fluido	(m)
u	Viscosidade dinâmica	$(Pa * s)$
u_p	Viscosidade plástica	$(Pa * s)$
u_a	Viscosidade aparente	$(Pa * s)$
τ_0	Limite de escoamento	$\left(\frac{N}{m^2}\right)$
K	Índice de consistência	$(Pa * s^n)$
n	Índice de comportamento	
r	Raio da tubulação	(m)
D	Diâmetro da tubulação	(m)
L	Comprimento da tubulação	(m)

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	11
2.	OBJETIVOS E METODOLOGIA.....	12
3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	13
3.1	Fluidos de perfuração	13
3.1.1	Especificações.....	14
3.1.2	Classificação	14
3.1.2.1	Base água.....	15
3.1.2.2	Base óleo	15
3.1.2.3	Base gás	15
3.1.3	Propriedades.....	16
3.1.3.1	Densidade	16
3.1.3.2	Parâmetros reológicos e força gel.....	17
3.1.3.3	pH	18
3.1.3.4	Teor de sólidos	19
3.1.3.5	Parâmetros de filtração	19
3.2	Reologia.....	19
3.2.1	Parâmetros	20
3.2.2	Classificação	21
3.2.2.1	Modelo Newtoniano	21
3.2.2.2	Modelo de Bingham	22
3.2.2.3	Modelo power law	23
3.2.2.4	Modelo Herschell-Buckley.....	23
3.2.3	Escoamento em tubulações.....	24
4.	RESULTADOS.....	26
4.1	Criação do fluido de perfuração	26
4.2	Potencial zeta.....	27
4.3	Densidade	29
4.4	Reologia.....	30
4.5	Bancada experimental.....	32
5.	CONCLUSÕES.....	35
6.	BIBLIOGRAFIA.....	36

1. INTRODUÇÃO

O petróleo e seus derivados sempre desempenharam papel de grande importância ao longo da história da humanidade. Desde a antiguidade, estes componentes já eram utilizados na untura de navios, bem como arma de guerra (devido ao fato de serem inflamáveis) e remédio - ao qual foi atribuído o alívio de vários sintomas, como dor de cabeça, dor de dente, dor de estomago e reumatismo.

Porém, foi somente a partir da invenção e aperfeiçoamento da lamparina, no século XIX, que o petróleo passou a desempenhar sua função como um bem comercial, sendo utilizado amplamente como iluminante. Posteriormente, o petróleo passou a ser utilizado como combustível em motores de combustão interna, e neste papel foi considerado tanto uma vantagem estratégica quando um motivador em várias guerras do século XX (Yergin, 1990).

Hoje a indústria do petróleo é considerada a maior do mundo, contando com seis entre as dez empresas mais rentáveis no ranking global *Fortune 500*, de 2008. Da utilização como combustível à produção de derivados como plástico, não é possível imaginar a sociedade atual sem a presença do petróleo.

Outra característica marcante desta indústria é a grande dificuldade da exploração e produção do petróleo. Vários componentes são necessários para o sucesso nessa atividade, de brocas abrasivas a tubulações de alta resistência, de motores de alta potência a grandes grupos de operários capacitados. Devido ao elevado risco envolvido nessa atividade, gastos com pesquisa e desenvolvimento são facilmente justificáveis, e a melhoria em qualquer um destes componentes leva a grandes vantagens competitivas.

Um destes componentes de destaque é o fluido de perfuração, cujo entendimento do comportamento se justifica pela sua importância na indústria de petróleo. Seja em terra ou no mar, ele é essencial em qualquer processo de perfuração, e a manutenção de suas propriedades permite melhorias no arraste de cascalhos, na taxa de penetração, na lubrificação dos equipamentos, na estabilização do poço e na prevenção de *blowouts* (Thomas, 2001).

Além de maior segurança, um bom fluido de perfuração traz benefícios econômicos para o processo de exploração, ao diminuir o tempo gasto na etapa de perfuração, e, portanto, os gastos com aluguel de sondas. Isto torna o seu estudo relevante para a solução e otimização dos problemas de exploração do óleo, o que tem justificado grandes investimentos econômicos e forte desenvolvimento tecnológico deste componente.

2. OBJETIVOS E METODOLOGIA

O objetivo primário deste trabalho é desenvolver um estudo sobre o comportamento reológico de fluidos de perfuração. Para tal, será preparado em laboratório um fluido seguindo receitas utilizadas na indústria, e serão utilizados equipamentos de ponta, disponíveis em laboratórios da Escola Politécnica, para obtenção de dados e avaliação dos resultados.

O objetivo secundário deste trabalho é construir, no Laboratório de Fenômenos de Transporte e Química de Interfaces (departamento PMI), uma unidade experimental de bombeamento com circuito fechado, capaz de gerar informações sobre o escoamento do fluido, permitindo a elaboração do seu reograma. No futuro, este equipamento também poderá ser aplicado a pesquisas na área de mineração, por sua capacidade de simular o transporte hidráulico de concentrados minerais. Esta nova facilidade laboratorial permitirá uma ampliação do escopo das pesquisas realizadas atualmente no departamento, e será disponibilizada a novos alunos de graduação e pós-graduação no intuito de possibilitar a realização de novos estudos e como forma de complementação das disciplinas oferecidas no curso, com oferecimento de novo conteúdo prático.

Como consequência deste trabalho, é possível citar a contribuição para melhorias na infraestrutura laboratorial do departamento PMI e a criação de material didático para os futuros estudantes do curso, tanto na forma da elaboração de uma revisão bibliográfica sobre o tema quanto na disposição de fluidos de perfuração para realização de ensaios no futuro, algo que ainda não havia sido realizado no departamento.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Fluidos de perfuração

A perfuração de poços de petróleo se dá através do processo conhecido como perfuração rotatória, no qual as rochas são perfuradas pela ação de rotação e peso aplicados a uma broca que se encontra na extremidade de uma coluna de tubos de aço (Thomas, 2001).

Indispensável em qualquer processo de perfuração rotatória, o fluido de perfuração pode ser entendido como qualquer fluido utilizado na perfuração de poços, sendo injetado pelo *swivel*, passando pelos tubos de perfuração, expelido por jatos presentes na broca e retornado através do espaço anular entre os tubos e o poço (Lake, 2006).

O bombeamento desse fluido cumpre algumas funções vitais no processo de perfuração:

Arraste de cascalhos: Os fragmentos de rocha gerados pela broca tendem a se acumular no fundo do poço, pela ação da força gravitacional. Esse acúmulo gera ineficiência na perfuração e desgaste da broca, pois força o retrabalho desnecessário da mesma rocha que já foi desmontada. Assim, o fluido de perfuração favorece o arraste dos cascalhos até a superfície, onde eles são tratados e descartados, permitindo que a broca avance no poço (Figura 1). O fluido também deve impedir a deposição dos cascalhos quando não houver bombeamento, como numa operação de troca de broca, o que dificultaria a partida da nova broca.

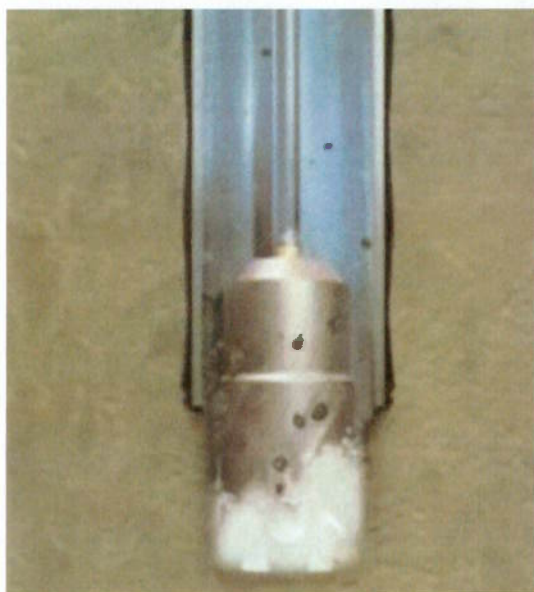


Figura 1: Simulação do processo de arraste de cascalhos pelo fluido de perfuração (Fonte: energyindepth.org).

Controle de pressão: A formação perfurada pela broca não contém somente rochas, mas também fluidos que se encontram nos seus poros ou em fraturas. À medida que a broca avança, e a profundidade do poço aumenta, a pressão hidrostática da coluna dos fluidos nos poros também aumenta, e força os fluidos da formação a invadirem o poço, podendo levar a um *blowout*. Neste cenário, a pressão da coluna hidrostática gerada pelo fluido de perfuração cria uma contrapressão, impedindo a invasão dos fluidos da formação.

Controle da parede do poço: Assim como a coluna de fluidos da formação gera uma pressão hidrostática, a coluna rochosa gera uma pressão litostática. Quando se abre um poço, ocorre a remoção de parte dessa coluna, o que pode levar a rocha circundante à ruptura por compressão. Aqui, novamente, a pressão gerada pela coluna hidrostática do fluido de perfuração atua no sentido contrário, evitando a ruptura.

Resfriamento e lubrificação da broca e da coluna de perfuração: O processo de perfuração se baseia no atrito entre a broca e a rocha, o que pode gerar um calor excessivo e diminuir a vida útil da broca. De modo análogo, também pode haver atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço. Nessa situação o fluido de perfuração também atua na diminuição do atrito, o que eleva a vida útil dos equipamentos.

Com atuações tão importantes, o fluido de perfuração é relacionado diretamente ao sucesso, ou ao fracasso, de uma operação de perfuração.

3.1.1 Especificações

Além das tarefas principais que o fluido de perfuração deve desempenhar, também há especificações que se deseja que ele atenda, ou evite, de modo a facilitar o processo de perfuração e a subsequente completação do poço. Tais especificações devem ser levadas em conta na hora de se escolher um fluido adequado para perfurar certa região, ou uma seção em particular (Darley, 1988). São estas as especificações desejáveis:

- Capacidade para formar uma camada de reboco com baixa permeabilidade nas paredes do poço, de modo a isolá-lo da formação, que pode conter minérios solúveis que alterem as propriedades do fluido ou zonas de alta permeabilidade por onde pode o fluido possa escapar;
- Capacidade para auxiliar na coleta e interpretação de informações a partir de cascalhos ou perfilagem;
- Ser quimicamente estável.

No que diz respeito a especificações indesejáveis, é importante citar:

- Não ser prejudicial à saúde dos operários ou ao meio ambiente;
- Não interferir na completação do poço;
- Não interferir na produtividade natural da zona produtora;
- Não corroer ou causar desgaste excessivo ao equipamento de perfuração.

3.1.2 Classificação

Os fluidos de perfuração podem ser classificados em três grandes grupos, de acordo com sua composição (Bourgoyne, 1986):

Fluidos a base de água: A fase contínua é composta por água ou salmoura, e pode haver partículas sólidas em suspensão, bem como óleo na forma de emulsão.

Fluidos a base de óleo: A fase contínua é composta por óleo, e pode haver partículas sólidas em suspensão, bem como água na forma de emulsão.

Fluidos a base de gás: Ar ou gás natural que pode ou não conter agentes espumantes.

3.1.2.1 Base água

É o principal tipo de fluido de perfuração utilizado atualmente, principalmente devido à sua fácil obtenção, em especial nos casos de atividades offshore. Constituído principalmente de água, suas propriedades são obtidas a partir da utilização de aditivos - que podem ser adicionados ao fluido propositalmente ou por meio dos detritos finos das rochas perfuradas (Bourgoyne, 1986). São estes os componentes deste tipo de fluido de perfuração:

Sólidos inertes: São os que não reagem significativamente com a água. Geralmente os sólidos inertes são os responsáveis por conferir a densidade desejada ao fluido, como é o exemplo do sulfato de bário (barita).

Sólidos ativos: São os que reagem com a água. Geralmente são responsáveis por conferir as propriedades reológicas do fluido, como é o caso da montmorilonita.

Aditivos químicos: São vários, e cada um fornece uma característica diferente ao fluido de perfuração: controladores de pH, dispersantes, floculantes, surfactantes, bactericidas, inibidores de formações ativas.

De particular interesse entre os aditivos químicos, os inibidores são os responsáveis por possibilitar a perfuração em zonas de formação ativa, cujas rochas interagem quimicamente com a água. Para evitar essa reação, que altera as propriedades do fluido de maneira indesejada e compromete a estabilidade do poço, podem ser utilizados polímeros ou eletrólitos. Os polímeros atuam ao se adsorver nas paredes do poço, impedindo o contato direto entre a formação e o fluido, ao passo que os eletrólitos saturam o fluido, reduzindo a atividade química entre fluido e rocha (Thomas, 2001).

3.1.2.2 Base óleo

Os fluidos com base óleo se distinguem por apresentarem óleo, geralmente diesel, como fase contínua. As propriedades marcantes do óleo, em comparação com a água, são: bom controle das propriedades em elevadas temperaturas, não reação com sais inorgânicos e argilas, obtenção de uma baixa densidade, baixa atividade corrosiva e boa lubrificação (Lake, 2006).

Devido a estas características, fluidos de perfuração com base óleo têm encontrado boas aplicações em alguns casos: poços HTHP (alta pressão e alta temperatura), formações salinas ou de folhelhos, formações com baixa pressão de poros ou de fratura.

Apesar dos benefícios, esse tipo de fluido também apresenta algumas desvantagens, como: maior custo na aquisição e no tratamento do óleo, maiores índices de poluição, dificuldade na detecção de kicks devido à solubilidade dos gases; impedimento da realização de alguns tipos de perfilagem e dificuldade no controle da perda de circulação.

3.1.2.3 Base gás

Os fluidos com base gás são basicamente compostos de gás natural, ar ou nitrogênio. Devido à sua baixa densidade e abrasividade, esse tipo de fluido é indicado para situações em que haja zonas com perda de circulação severa e formações com pressões muito baixas ou com grande susceptibilidade a danos (Thomas, 2001).

Quando há na formação presença suficiente de água para comprometer a perfuração com ar puro, pode-se utilizar uma névoa ao invés de gás puro, que consiste numa mistura de água dispersa no ar.

Outra opção é a injeção de gás em um fluido de perfuração base água ou óleo, o que gera um fluido conhecido como aerado. A vantagem desse fluido é apresentar uma densidade intermediária.

De modo geral, esse tipo de fluido traz vantagens econômicas em formações duras e com pouca chance de haver água. O ar consegue prover uma boa taxa de penetração, ao reduzir a deposição de cascalhos no poço.

3.1.3 Propriedades

A aplicação de um fluido de perfuração está ligada às propriedades que se deseja que ele exiba para um determinado poço. Um fluido com as propriedades adequadas para cada caso é o primeiro requisito para uma perfuração controlada e bem-sucedida.

3.1.3.1 Densidade

A densidade, geralmente expressa em ppg (libras por galão), é a propriedade responsável pela geração da pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração, e pode ser calculada pela seguinte fórmula:

$$P = 0,052 * \rho * h \quad (1)$$

Onde P é a pressão (psi), ρ é a densidade do fluido (lb/gal ou ppg) e h é altura da coluna do fluido (ft). O fator 0,052 é necessário devido às unidades utilizadas e para considerar a aceleração gravitacional no cálculo.

A importância da pressão hidrostática do fluido se justifica na necessidade de criar uma pressão contrária à pressão dos fluidos da formação, que tende a causar um influxo para dentro do poço. Isto é indesejável, pois pode interferir na composição do fluido e levar a *kicks*. Ao mesmo tempo, a pressão do fluido de perfuração também deve compensar a remoção da formação rochosa na localização do poço, evitando a fratura da rocha circundante (Bourgoyne, 1986).

Para evitar este influxo e permitir o assentamento de reboco na parede do poço, o que diminui a perda de circulação, a pressão do fluido deve ser maior que a pressão de poros da formação. Esta pressão de poros pode ser originada por dois cenários:

Formações normalmente pressurizadas: As partículas sólidas se sustentam e a pressão de poros é dada pela pressão da coluna de fluido contida nos poros.

Formações anormalmente pressurizadas: As partículas sólidas não se sustentam, geralmente devido a problemas de compactação, e a pressão dos poros é dada pela soma de pressões da coluna de fluido e de rochas.

Independente do caso, o fluido deve ser dimensionado para gerar uma pressão sempre superior à da formação. Mas sempre há necessidade de se tomar cuidado para que essa pressão não seja excessivamente elevada, o que poderia levar ao fraturamento induzido na rocha, o inverso da fratura que ocorreria sem a presença do fluido, como ilustrado na Figura 2.

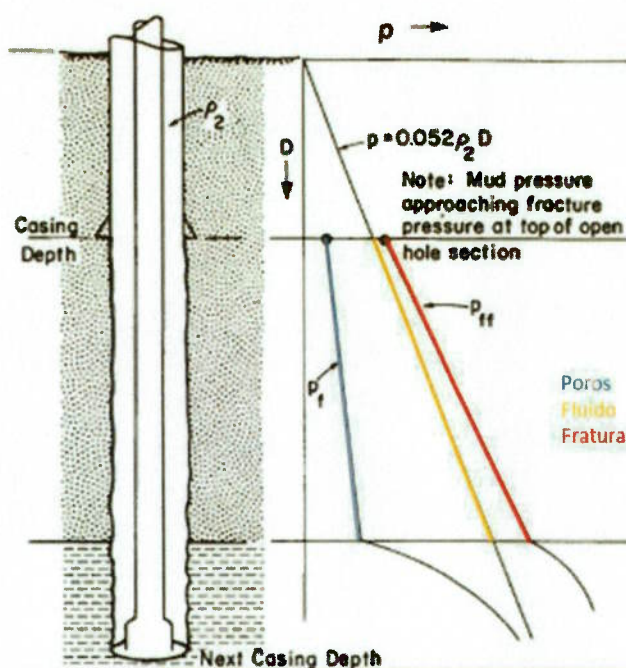


Figura 2: Pressões atuantes em um poço (adaptado de Bourgoyne, 1986).

A tarefa de manter a pressão do fluido de perfuração entre esses limites pode ser dificultada pela existência simultânea de zonas normalmente pressurizadas e anormalmente pressurizadas, o que causa grandes variações nesses limites. Em tais casos geralmente se assenta revestimento entre as zonas, de modo a separá-las, permitindo a utilização de fluidos com características específicas em cada uma (Lake, 2006).

Outro problema que pode ser causado pela pressão de fluido excessiva é conhecido como “*stuck drill pipe*”, no qual a coluna de perfuração fica retida na parede do poço devido à diferença entre a pressão de poros da formação e a pressão do fluido. Esse diferencial de pressão, atuante na superfície exposta da coluna, cria uma força que atua para empurrar a coluna na direção da parede, gerando atrito e dificultando sua movimentação. Quanto maior é a pressão do fluido, mais difícil é desprender a coluna da parede.

A densidade de um fluido de perfuração é controlada pela quantidade de sólidos inertes. A partir da densidade original da água, é adicionado minério, mais denso, até que se atinja a densidade desejada. O minério mais utilizado para esse propósito é a Barita (BaSO_4), com gravidade específica entre 4,2 e 4,5. Outra opção, que permite atingir maiores densidades, é a Hematita (Fe_2O_3), com gravidade específica entre 4,9 e 5,3 (Darley, 1988).

3.1.3.2 Parâmetros reológicos e força gel

Responsáveis principalmente pela remoção dos cascalhos, essas propriedades também determinam a perda de carga na tubulação.

Os parâmetros reológicos do fluido são específicos para o modelo de fluxo que descreve seu escoamento, mas podem, de modo geral, ser resumidos pela sua viscosidade, que é a resistência, ou atrito, que ele apresenta ao escoamento. Uma elevada viscosidade implica em maiores perdas de carga e maiores gastos de energia com bombeamento, mas também permite um arraste de cascalhos mais eficiente (Machado, 2002).

A força gel é uma propriedade que indica o grau de gelificação do fluido devido à interação elétrica entre partículas dispersas. Ela se manifesta com a interrupção do bombeio, período durante o qual o fluido adquire uma estrutura próxima à de um sólido, o que impede que os cascalhos no espaço anular se depositem no fundo do poço (Bourgoyne, 1986).

Todas essas propriedades são decorrentes da presença dos sólidos ativos no fluido de perfuração, constituídos principalmente por coloides com tamanho de partícula de até 10 μm (micrometros). Sua atividade é decorrente do pequeno tamanho de partícula em relação ao seu peso, o que faz com que seu comportamento seja governado principalmente pelas cargas eletrostáticas na sua superfície gerando forças de atração ou repulsão entre partículas (Darley, 1988).

Minerais argilosos são especialmente ativos devido à sua estrutura cristalina, que gera cargas negativas na sua base e cargas positivas nos seus vértices. As interações entre essas cargas opostas influencia profundamente a viscosidade de fluidos de perfuração, especialmente à baixa velocidade, já que há tendência de as bases negativas se alinharem com os vértices positivos, resultando no arranjo ilustrado na Figura 3. No repouso, a interação do tipo "edge-to-face" favorece a criação de um gel, visto que considerável porção de água é aprisionada entre as partículas agregadas com tal arranjo específico.

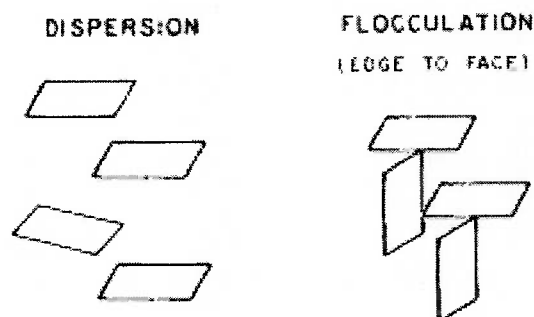


Figura 3: Associação de partículas de argila (adaptado de Bourgoyne, 1986).

O minério mais amplamente utilizado para atingir essas propriedades é a bentonita, constituído basicamente de variedades de montmorilonita, mas também podem ser utilizados illita e caulinita. Esses coloides argilosos podem ser complementados por coloides orgânicos para evitar problemas em formações com presença de sais capazes de flocular as argilas (Darley, 1988).

3.1.3.3 pH

Propriedade que mede o grau de acidez de uma solução, o pH de um fluido de perfuração deve ser mantido no intervalo alcalino baixo, entre 7 e 10, de modo a reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas (Thomas, 2001).

O valor do pH também pode ser usado para detecção de contaminações. Um fluido de perfuração tem seu pH natural em uma faixa bem conhecida, então desvios a partir desses valores podem indicar, por exemplo, contaminação por cimento, o que levaria a um aumento em relação ao valor original de pH.

3.1.3.4 Teor de sólidos

O teor de sólidos constitui um indicador da quantidade de sólidos em um fluido de perfuração. É de interesse manter seu valor tão baixo quanto possível, pois um aumento deste indicador implica em um aumento da magnitude de outras propriedades, como densidade e viscosidade, além de levar a aumento das taxas de desgaste de equipamentos e diminuição das taxas de penetração (Lake, 2006).

A partir da composição inicial do fluido pode haver incorporação de sólidos triturados pela broca, que devem ser removidos periodicamente para que não interfiram nas propriedades que se deseja que o fluido apresente. O tratamento para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo, ao inibir física ou quimicamente o fluido, evitando a dispersão dos sólidos perfurados, ou corretivo, no qual se utiliza de equipamentos e técnicas de separação para segregar os sólidos após estes terem adentrado o fluido (Darley, 1988).

3.1.3.5 Parâmetros de filtração

Capacidade do fluido de perfuração para depositar uma camada fina de reboco sobre as rochas permeáveis da formação exposta, o que cria uma barreira de separação entre a formação e o poço ainda não revestido, impedindo a perda do fluido.

Para esse fim, o fluido deve conter partículas de sólidos com dimensões ligeiramente menores que a dimensão dos poros da rocha. Essas partículas são capturadas nos poros superficiais, enquanto as partículas menores são, a princípio, carregadas para dentro da formação. Sucessivamente, partículas cada vez menores são capturadas, até que somente líquido invada a formação (Bourgoyne, 1986).

Esta camada pode ser formada em duas condições: estática ou dinâmica. Na condição estática (troca de broca), o reboco se deposita em função do tempo decorrido, enquanto que na dinâmica (fluido em circulação), devido ao desgaste mecânico, a sua espessura permanece constante no valor em que a taxa de deposição se equipara à taxa de desgaste.

A necessidade de atenção às propriedades de filtração depende de cada formação perfurada. Enquanto formações estáveis e com baixa permeabilidade não exigem muito cuidado, folhelhos capazes de absorver a água (o que gera aumento de pressão), e arenitos inconsolidados demandam rigoroso controle dessas propriedades (Darley, 1988).

Alguns problemas que podem decorrer da falta de controle sobre essas propriedades incluem diminuição do diâmetro do poço, devido ao depósito de uma camada excessivamente espessa, e perda de produtividade das formações produtoras, cuja permeabilidade é comprometida pela deposição de reboco de qualquer espessura (Lake, 2006).

3.2 Reologia

Um corpo, ao ser submetido a esforços externos, apresentará deformação ou escoamento como resposta. A reologia é o campo de estudo deste escoamento e descreve a variação contínua da taxa de deformação em função das forças aplicadas.

3.2.1 Parâmetros

Os fluidos viscosos ideais se deformam continua e irreversivelmente quando sujeitos a forças externas, ou seja, eles escoam. Para estudar este escoamento, podemos considerar o modelo de escoamento simplificado entre placas planas apresentado na Figura 4a.

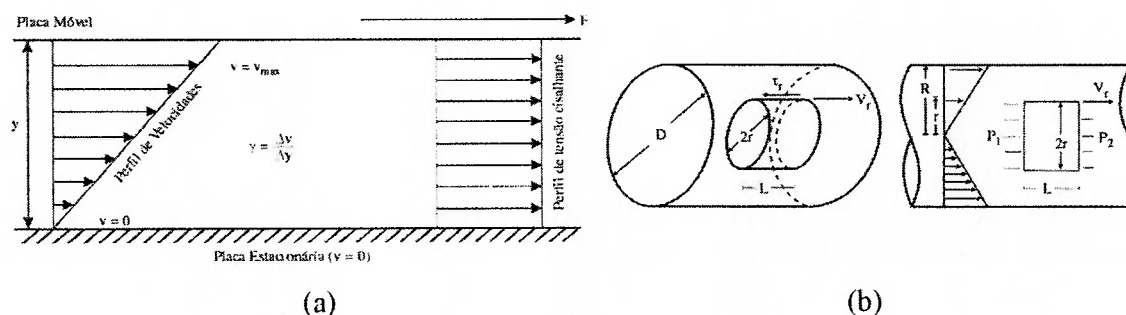


Figura 4: Modelos de escoamento (a) entre placas planas e (b) em dutos (Fonte: Machado, 2002).

Neste modelo, há duas placas planas paralelas e infinitas, separadas por uma distância y , sendo o espaço entre elas preenchido com um fluido viscoso. A placa inferior está fixa, enquanto a superior se move com velocidade constante, provocando arraste do fluido em regime estacionário laminar. A camada de fluido próxima à placa inferior está parada, enquanto que a camada próxima à placa superior se movimenta com a mesma velocidade do deslocamento da respectiva placa.

Tensão de cisalhamento: Força por unidade de área cisalhante, responsável pela manutenção do escoamento do fluido. Pode ser descrita como:

$$\tau = \frac{F}{S} \quad (2)$$

Onde F é a força aplicada na direção do escoamento (N), S é a área sujeita ao cisalhamento (m^2), e τ é a tensão de cisalhamento (N/m^2).

Taxa de cisalhamento: Razão entre o deslocamento relativo de quaisquer dois planos do fluido e a distância que os separa:

$$\gamma = \frac{\Delta v}{\Delta y} = \frac{\partial v}{\partial y} \quad (3)$$

Onde Δv é a diferença de velocidade entre camadas de fluido (m/s), Δy a distância entre essas camadas (m) e γ representa a taxa de cisalhamento (s^{-1}). Como a relação entre v e y não será obrigatoriamente linear em todos os casos, é conveniente escrever a equação na forma diferencial.

Viscosidade: Para fluidos viscosos ideais, a tensão de cisalhamento é proporcional à taxa de cisalhamento, e a proporção entre elas é denominada viscosidade dinâmica:

$$\tau = u * \gamma \quad (4)$$

$$u = \frac{\tau}{\gamma} \quad (5)$$

Onde μ representa a viscosidade dinâmica ($\text{Pa} \cdot \text{s}$). A partir da análise da Equação 4, percebe-se que a viscosidade representa a resistência do fluido ao escoamento, pois ao se cisalhar fluidos diferentes a uma tensão constante, viscosidades mais elevadas implicarão em menores graus de deformação.

3.2.2 Classificação

A relação entre tensão e taxa de cisalhamento para determinados fluidos nem sempre é constante, o que significa que sua viscosidade pode variar dependendo do seu estado.

A representação gráfica que relaciona essas duas variáveis é conhecida como curva de fluxo (Figura 5), e é muito utilizada por permitir uma rápida identificação do comportamento reológico de um fluido, sua classificação em um dos possíveis modelos e a consequente modelagem do seu comportamento.

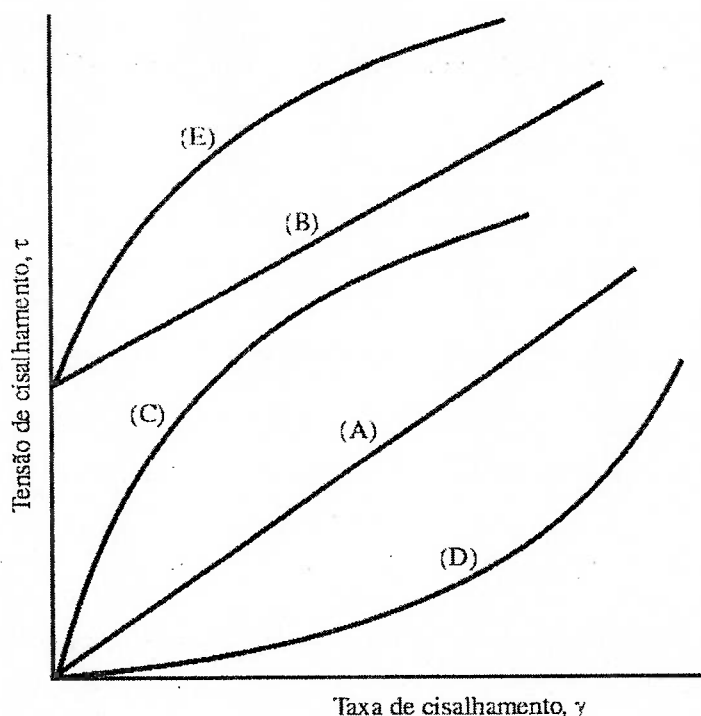


Figura 5: Curvas de fluxo para fluido (a) newtoniano, (b) Bingham, (c) pseudoplástico, (d) dilatante e (e) Herschell-Buckley (Fonte: Machado, 2002).

3.2.2.1 Modelo Newtoniano

Tipo mais simples de fluido, para o qual a curva de consistência é uma reta que cruza ambos os eixos na origem. Há uma proporcionalidade constante entre tensão e taxa de cisalhamento. Como consequência, a viscosidade desse tipo de fluido tem valor constante em qualquer ponto da curva, ou seja, é absoluta. Isso torna uma única medição experimental suficiente para determinar o comportamento reológico do fluido sob qualquer condição (Barnes, 2000).

De modo geral, os fluidos que apresentam esse comportamento contêm partículas menores que moléculas, como gases, água, soluções salinas, óleos e glicerina (Machado, 2002).

Analogamente, suspensões como fluidos de perfuração, que contêm quantidades significativas de partículas maiores que moléculas, divergem desse comportamento, e são classificadas como fluidos não-newtonianos.

Para fluidos não-newtonianos, a relação entre tensão e taxa de cisalhamento não é constante, o que implica que sua viscosidade não é única e varia com a magnitude da taxa de cisalhamento. Uma viscosidade medida sob uma determinada taxa de cisalhamento é denominada viscosidade aparente, e somente é válida para essa taxa específica (Darley, 1988).

3.2.2.2 Modelo de Bingham

Este tipo de fluido requer a aplicação de uma tensão mínima, denominada limite de escoamento (τ_0) para que haja uma deformação cisalhante. Para tensões menores que τ_0 , o fluido se comporta como um sólido, escoando como um corpo único (Figura 6).

Este fluido pode ser descrito pelas equações:

$$\tau = u_p * \gamma + \tau_0 \quad (6)$$

$$u_a = u_p + \frac{\tau_0}{\gamma} \quad (7)$$

Onde u_p representa a viscosidade plástica e τ_0 representa o limite de escoamento do fluido, sendo suficientes como seus parâmetros reológicos. A viscosidade aparente u_a determina a viscosidade efetiva do fluido para um determinado valor de taxa de cisalhamento, e não pode ser considerada para condições com taxas de cisalhamento diferentes.

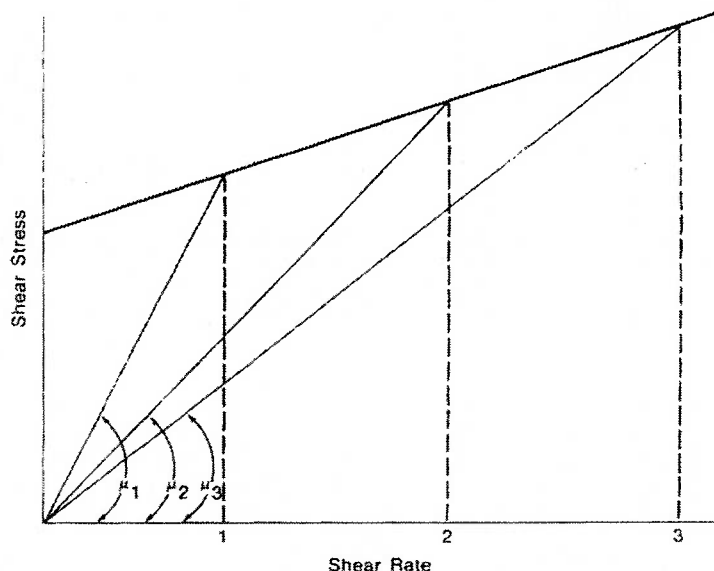


Figura 6: Diminuição da viscosidade com incremento da taxa de cisalhamento (Fonte: Darley, 1988).

Neste tipo de fluido, o atrito entre as partículas dispersas e as partículas do meio dispersante é responsável pela viscosidade plástica, constante e análoga à viscosidade de um fluido newtoniano. Já o limite de escoamento é decorrente das forças de interação entre as partículas dispersas, que tem maior influencia quando o fluido está próximo do repouso (Machado, 2002).

3.2.2.3 Modelo power law

Este tipo de fluido não se comporta linearmente em uma curva de fluxo, e é melhor descrito por um modelo de potência:

$$\tau = K * \gamma^n \quad (8)$$

$$u_a = K * \gamma^{n-1} \quad (9)$$

Onde K é denominado índice de consistência ($\text{Pa} * \text{s}^n$) e n índice de comportamento (adimensional). O valor do índice de consistência indica o grau de resistência do fluido ao escoamento, de modo que quanto maior for esse valor, mais consistente será o fluido.

Já o índice de comportamento indica o afastamento do comportamento do fluido em relação ao modelo newtoniano. No caso em que este índice assume valores menores que um (mas nunca negativos) os fluidos são denominados pseudoplásticos, e para valores maiores que um, dilatantes. Quando este índice assume valor unitário, ele passa a descrever um simples fluido newtoniano.

Os fluidos pseudoplásticos apresentam diminuição de viscosidade com aumento da taxa de cisalhamento, enquanto que os dilatantes apresentam o efeito contrário, aumento de viscosidade com aumento da taxa de cisalhamento. Grande parte dos fluidos não-newtonianos apresenta comportamento pseudoplástico, tendo grande importância na indústria do petróleo, enquanto fluidos dilatantes são mais raros (Machado, 2002).

Isto indica que, para os fluidos pseudoplásticos, incrementos cada vez menores de energia são necessários para sustentar incrementos constantes de vazão. Tecnicamente, é possível dizer que os fluidos “afinam” com aumento da vazão. Esta tendência de afinamento dos fluidos é reversível, de modo que a viscosidade inicial elevada é recuperada com a redução do cisalhamento, já que as partículas retornam ao seu estado natural de interação não orientada (Darley, 1988).

Estes sistemas possuem partículas dispersas, como placas planares, sujeitas a interações coulômbicas. No repouso, esses materiais apresentam arranjos irregulares, resultando numa resistência contra o fluxo, ou seja, alta viscosidade. Com o aumento da taxa de cisalhamento essas partículas alinham-se na direção do fluxo, facilitando seu deslocamento e diminuindo a viscosidade do fluido.

3.2.2.4 Modelo Hershell-Buckley

Unindo características de Bingham e power law, este modelo é o mais completo, sendo capaz de descrever o comportamento de todos os tipos de fluidos:

$$\tau = K * \gamma^n + \tau_0 \quad (10)$$

Fluidos de perfuração geralmente se encaixam neste modelo, o que é conveniente por alguns motivos:

Como estes fluidos apresentam comportamento pseudoplástico, sua viscosidade diminui com taxas de cisalhamento crescentes. Assim, as elevadas taxas de cisalhamento no interior da coluna de perfuração permitem uma redução da pressão de bombeamento do fluido,

enquanto que as baixas taxas no espaço anular aumentam a eficácia do transporte de cascalhos (Darley, 1998).

Além disso, o fato de a curva de consistência cruzar o eixo da tensão em um valor maior que zero indica a existência de uma estrutura gel, o que dificulta a deposição dos cascalhos no fundo do poço em operações em que a circulação do fluido deve ser suspensa.

3.2.3 Escoamento em tubulações

O escoamento em tubulações é uma das aplicações mais importantes do estudo da reologia de fluidos, que permite a previsão de parâmetros relevantes, como perda de carga (Barnes, 2000).

Considerando o modelo de escoamento em tubulações (Figura 4b) e regime de escoamento laminar, é possível admitir que o escoamento ocorra devido ao deslocamento ordenado de camadas concêntricas de fluidos, que deslizam uma sobre as outras. Cada camada tem velocidade constante e nenhuma força líquida atua sobre o sistema em equilíbrio.

Assim, a força de pressão que tende a acelerar as camadas de fluido é balanceada pela força viscosa que tende a retardá-las, de modo que não resulta aceleração ou desaceleração.

A pressão diferencial que atua numa camada de fluido é expressa por:

$$F_c = (P_2 - P_1) * \pi * r^2 = \Delta P * \pi * r^2 \quad (11)$$

Onde F_c é a força cisalhante (N), ΔP o diferencial de pressão que provoca o deslocamento (Pa) e r é o raio a uma distância qualquer do centro do cilindro (m).

A resistência viscosa ao fluxo, devido à tensão cisalhante que atua através da área superficial da camada de fluido é dada por:

$$F_r = \tau_r * 2 * \pi * r * L \quad (12)$$

Onde F_r é a força viscosa resistente, τ_r é a tensão cisalhante a uma distância r , e L é o comprimento da camada de fluido (m).

No equilíbrio dinâmico as duas forças se igualam, o que fornece a expressão para tensão cisalhante:

$$\tau_r = \frac{\Delta P * r}{2 * L} \quad (13)$$

$$\tau_w = \frac{\Delta P * D}{4 * L} \quad (14)$$

Onde τ_w é a tensão cisalhante na parede do tubo e D é o diâmetro interno do tubo (m).

A equação 13 mostra que a tensão de cisalhamento a qualquer ponto varia linearmente com a posição radial naquele ponto, sendo nula no centro e máxima na parede do tubo. Isso se aplica para qualquer tipo de fluido, contanto que em escoamento laminar e em equilíbrio.

Se o fluido apresentar uma tensão limite de escoamento, existirá uma região central do fluido que não apresentará deslocamento relativo, com raio a partir do centro com extensão de $2 * L * \tau_0 / \Delta P$

A taxa de cisalhamento na parede de uma tubulação é dada por:

$$\gamma_w = \left(-\frac{dv}{dr} \right)_w = \frac{3 * n + 1}{4 * n} * \left(\frac{8 * \bar{v}}{D} \right) \quad (15)$$

Sendo n o índice de comportamento do fluido.

Finalmente, estendendo o desenvolvimento a partir desta equação é possível obter a expressão de perda de carga para um fluido newtoniano:

$$\Delta P = \frac{32 * u * L * \bar{v}}{D^2} \quad (16)$$

Estas equações podem ser aplicadas a qualquer sistema de escoamento em dutos cujas propriedades sejam bem definidas (diâmetro e comprimento). Se as propriedades dos fluidos (como viscosidade) forem conhecidas, será possível fazer estimativas da perda de carga no sistema para diferentes vazões de operação (Machado, 2002).

Analogamente, se o sistema for munido de equipamentos capazes de medir propriedades de fluxo (vazão e queda de pressão), ele poderá ser utilizado para ensaiar fluidos e obter seus parâmetros reológicos.

4. RESULTADOS

4.1 Criação do fluido de perfuração

Para criação do fluido de perfuração foi necessário obter parâmetros de composição que representassem a realidade dos fluidos utilizados na indústria. Porém, como as empresas que fornecem esse produto guardam suas formulações como segredos industriais, foi necessário recorrer a fórmulas simplificadas, expostas em publicações acadêmicas.

A formulação escolhida foi retirada de um relatório da empresa Health & Safety Executive (2000), que é apresentada na tabela 1. Apesar de ser uma simplificação, esta composição fornece um fluido atende a todos os requisitos operacionais de uma perfuração.

Tabela 1: Composição do fluido de perfuração.

Composition of a typical bentonite gel water based mud, density 1300 kg/m^3 . Components added to 1 barrel of water. (bbl: barrel; ppb: pounds per barrel)

Component	Quantity	Mass (kg)	Volume (litres)	% Mass	% Volume
Water	1 bbl	159	158.99	65.33	84.92
Bentonite	20 ppb	9.1	9.07	3.73	4.85
Caustic Soda	0.5 ppb	0.23	0.22	0.09	0.12
Soda Ash	0.5 ppb	0.23	0.10	0.09	0.05
High Viscosity CMC	1.5 ppb	0.68	0.47	0.28	0.25
Low Viscosity CMC	3.5 ppb	1.59	1.09	0.65	0.58
Barite	160 ppb	72.58	17.28	29.82	9.23

Os materiais necessários para a criação do fluido se encontravam disponíveis no Laboratório de Engenharia de Petróleo (PMI), com exceção do minério de barita, que teve que ser adquirido comercialmente de uma mineradora.

Em primeiro momento, determinou-se a distribuição granulométrica da amostra de bentonita que estava disponível no Laboratório de Engenharia de Petróleo, através de análise por difração de laser. Os resultados são apresentados na Figura 7.

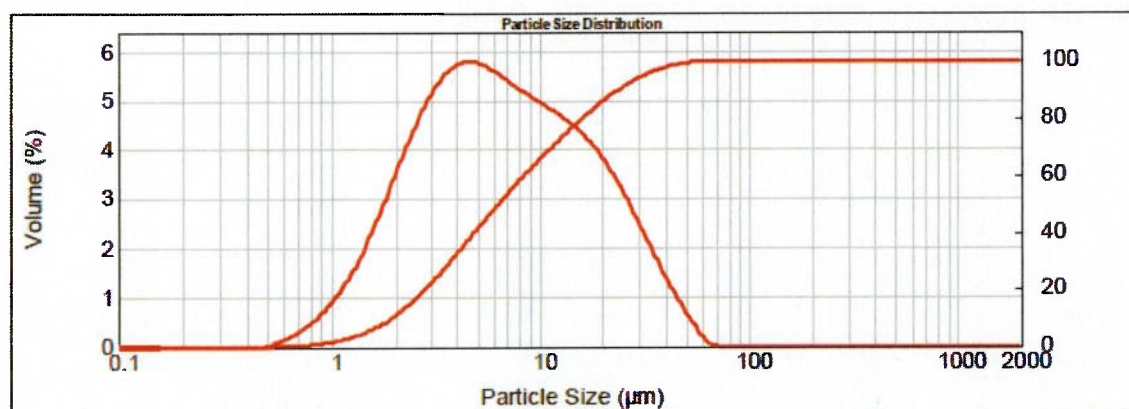


Figura 7: Distribuição granulométrica do minério de Bentonita.

A partir da distribuição, podem ser retiradas as seguintes informações que caracterizam a bentonita utilizada na preparação do fluido de perfuração:

- Todas as partículas apresentam diâmetro entre $0,5\ \mu\text{m}$ e $50\mu\text{m}$.
- O tamanho de $4,5\ \mu\text{m}$ corresponde à moda da distribuição granulométrica;
- O D_{50} da distribuição granulométrica ocorre por volta de $6,5\ \mu\text{m}$.

Por motivos de simplificação, optou-se por preparar um fluido apenas com água como base, barita para controle de densidade, e bentonita para controle das propriedades reológicas. Porém, notou-se que nesta composição os sólidos tendiam a sedimentar, gerando um fluido heterogêneo (Figura 8a).

Como medida corretiva, adicionou-se ao fluido CMC (Caboximetil Celulose). O composto é conhecido por sua capacidade de estabilizar emulsões, além de contribuir para o aumento da viscosidade de soluções.

A proporção mássica dos componentes água/barita/bentonita/CMC foi 172:18,5:9,75:1 gerando um fluido homogêneo, apresentado na Figura 8b.

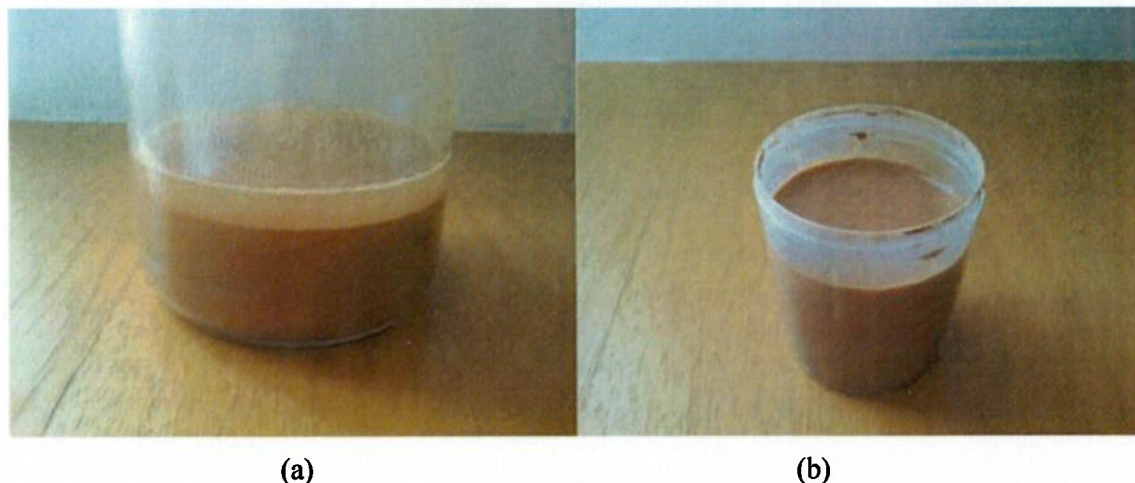


Figura 8: Fluido de perfuração criado em laboratório (a) inicialmente sem CMC e (b) formulação final, após adição de CMC.

4.2 Potencial zeta

Potencial zeta é a diferença de potencial elétrico entre o meio de dispersão e a camada estacionária de fluido aderida a uma partícula dispersa, o que pode ser correlacionado com a estabilidade de dispersões coloidais.

O potencial zeta sinaliza a intensidade da possível repulsão que pode ocorrer entre partículas adjacentes com a mesma natureza de cargas em uma dispersão. Um elevado potencial zeta (em módulo) confere estabilidade, de modo que a dispersão será resistente à agregação por ação da repulsão elétrica entre as partículas. Já sob um baixo valor de potencial zeta, há indicação de que a repulsão elétrica é mais baixa, e as forças de atração serão mais pronunciadas, causando agregação.

A tabela 2 ilustra a tendência de agregação para colóides em função de faixas de potencial zeta.

Tabela 2: Tendência de agregação em função do potencial zeta (Adaptada do Journal of the European Ceramic Society).

Zeta potential [mV]	Stability behavior of the colloid
from 0 to ± 5 ,	Rapid coagulation or flocculation
from ± 10 to ± 30	Incipient instability
from ± 30 to ± 40	Moderate stability
from ± 40 to ± 60	Good stability
more than ± 61	Excellent stability

Foram conduzidas medidas de potencial zeta para avaliar o impacto da adição de CMC na estabilização do fluido de perfuração, utilizando o aparelho Zetasizer Nano ZS90, da empresa Malvern, ilustrado na Figura 9a, disponibilizado pelo Laboratório de Fenômenos de Transporte e Química de Interfaces (PMI).

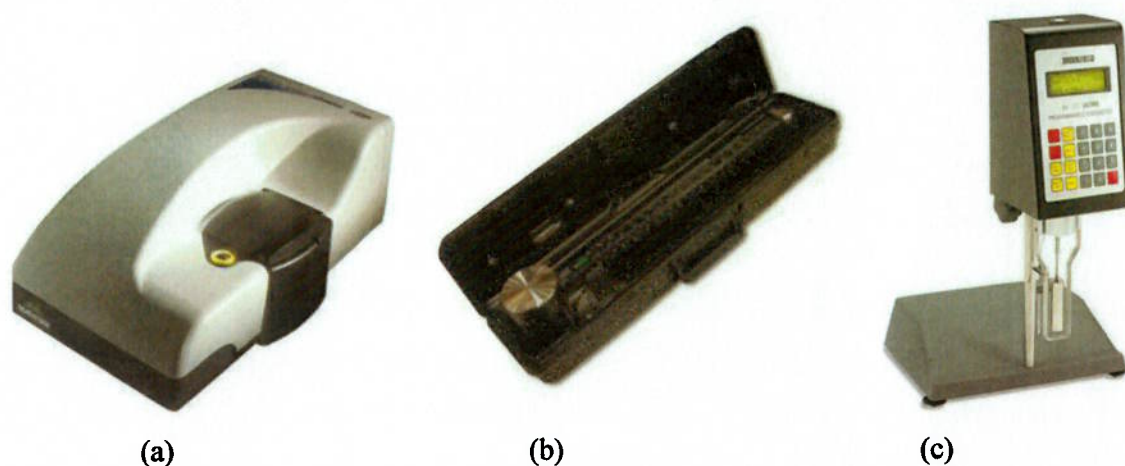


Figura 9: Equipamentos utilizados: (a) Malvern Zetasizer Nano ZS90, (b) OFI Testing Equipment 115-00 e (c) Brookfield DV-III.

Três amostras foram ensaiadas: Fluido (com CMC), suspensão aquosa de barita pura e suspensão aquosa de bentonita pura. Em cada caso foram recolhidas amostras de 0,2g de cada material e adicionadas a 200mL de água, junto com 0,02g de KNO_3 (um sal capaz de aumentar a força iônica da solução e facilitar a medida do potencial zeta). Os resultados são apresentados na tabela 3.

Tabela 3: Medidas de potencial zeta.

	potencial zeta	condição
Fluido de perfuração	-57.7	boa estabilidade
Barita	-13.7	baixa estabilidade
Bentonita	-21.5	baixa estabilidade

Observa-se que, sozinhas, nem as partículas de barita, nem as de bentonita apresentam a capacidade de se manter dispersas. Porém, ao ser adicionar CMC a tais componentes, é possível preparar um fluido estável.

Também foi possível alterar o pH das suspensões de modo a verificar seu efeito no estado de agregação das partículas. Esta técnica é utilizada para se encontrar o Ponto Isoelétrico (IEP) de um mineral. Define-se como IEP o pH onde o potencial zeta apresenta valor zero e a agregação das partículas é termodinamicamente favorecida. Aqui, esta técnica foi utilizada para avaliar como a alteração do pH poderia influenciar a estabilidade de fluido (suspensão de sólidos em meio aquoso).

Os resultados podem ser vistos na Figura 10. Os pontos em vermelho correspondem ao pH natural de cada amostra, e a linha vermelha delimita a zona de instabilidade (entre -30 e +30 mV).

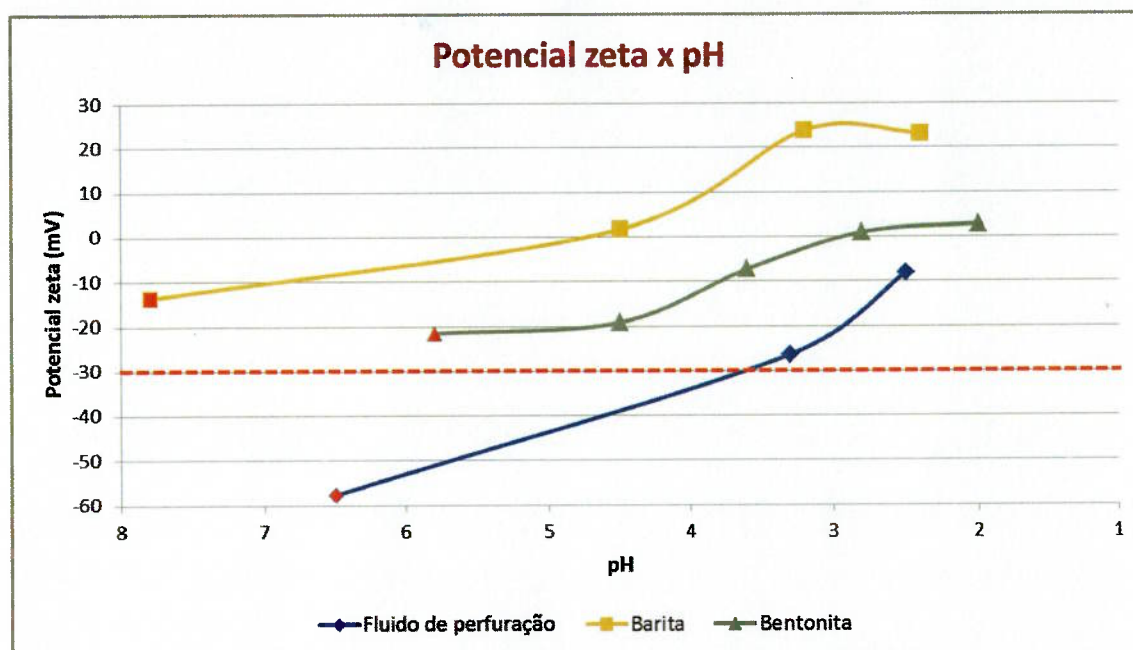


Figura 10: Potencial zeta em função do pH.

O fluido de perfuração é capaz de se manter razoavelmente estável com reduções de pH para até, aproximadamente, valor quatro. Também é possível estimar que um aumento no pH levaria a uma maior estabilidade do fluido, o que não se fez necessário. Já os minerais, isoladamente, não atingem uma condição de estabilidade em nenhum dos intervalos de pH testados.

4.3 Densidade

Após a preparação do fluido de perfuração, a primeira propriedade medida foi sua densidade. A publicação cuja fórmula foi tomada como base sugeria uma densidade final de 10,85ppg.

Para realizar essa medida foi utilizada uma balança de lama, equipamento facilmente encontrado em qualquer sonda de perfuração. Essa balança consiste em um copo que deve ser preenchido com fluido, e uma haste que contém um contrapeso móvel. Ao se deslocar este contrapeso pela haste, se atinge um equilíbrio com o peso do copo preenchido. Como o copo tem um volume conhecido, este procedimento fornece a informação de densidade do fluido.

A simplicidade deste equipamento é o que o torna tão popular. Quando em campo, as decisões precisam ser tomadas rapidamente, e a balança de lama fornece um resultado preciso em pouco tempo. Além disso, seu funcionamento não depende de energia elétrica e ela não conta com partes móveis, o que garante que o equipamento não apresentará defeitos inesperados quando for requisitado.

Para realização da medida, foi utilizada a balança de lama 115-00, da empresa OFI Testing Equipment, disponibilizada pelo Laboratório de Engenharia de Petróleo (PMI), ilustrado na Figura 9b.

A balança de lama acusou uma densidade de 11,2ppg para o fluido de perfuração, valor que está bastante próximo dos 10,85ppg previstos inicialmente. O pequeno desvio em relação ao valor esperado pode ser explicado pela proveniência diferenciada dos minerais brasileiros em relação ao local de origem da publicação de referência, bem como por eventuais imprecisões durante o processo de mistura.

4.4 Reologia

Há várias maneiras para se avaliar o comportamento reológico do fluido de perfuração. Apesar de não ser o método mais simples, o ensaio do fluido em um viscosímetro é a alternativa que geralmente fornece as informações de melhor qualidade.

O viscosímetro é um equipamento projetado para medir parâmetros viscosos dos fluidos, sob condição de cisalhamento contínuo. O tipo de viscosímetro mais popular, de cilindros coaxiais, funciona com base na rotação de um corpo cilíndrico imerso no líquido que se deseja ensaiar, do qual ele sofre forças de resistência viscosa que são dependentes da velocidade de rotação e da natureza do fluido.

No sistema mais comum, o cilindro interno gira a uma velocidade definida, enquanto o externo é mantido em repouso, o que força o líquido entre os cilindros a escoar. A taxa de cisalhamento é obtida a partir da velocidade de rotação e das características geométricas do arranjo. A resistência natural do líquido que escoar entre os cilindros resulta em um torque no cilindro interno que se opõe ao torque do motor do equipamento. Como resultado, uma mola, posicionada entre o motor e o cilindro interno, se deforma, fornecendo uma medida direta da tensão cisalhante.

A partir dos resultados desse equipamento é possível construir relações de tensão cisalhante ou viscosidade em função da taxa de cisalhamento, o que permite inferir sobre o comportamento do fluido.

Para este ensaio, foi utilizado o viscosímetro DV-III, da empresa Brookfield, disponibilizado pelo laboratório de Petrofluidos (PQI). O equipamento é apresentado na Figura 9c.

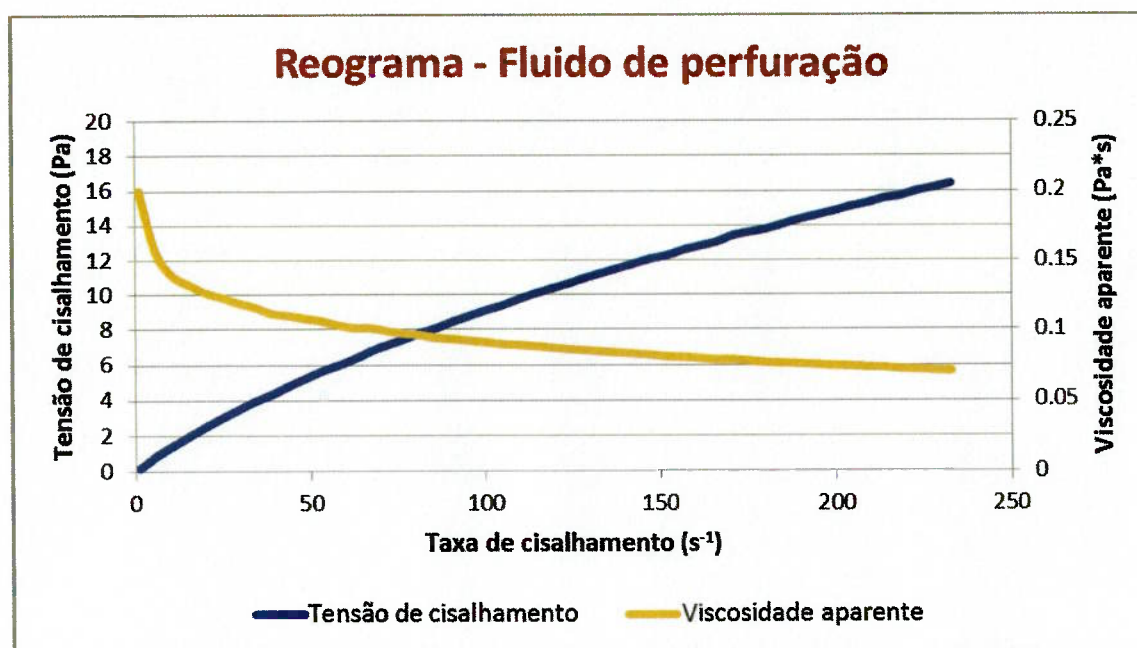


Figura 11: Reograma do fluido de perfuração.

O reograma da Figura 11 confirma o comportamento não-newtoniano do fluido de perfuração. De acordo com os valores decrescentes de viscosidade em função da taxa de cisalhamento, fica evidente a natureza pseudoplástica deste fluido.

A partir do reograma, foi realizada uma regressão linear para obter os parâmetros reológicos do fluido através do modelo Herschell-Buckley. Os resultados foram comparados com valores encontrados na literatura.

Tabela 4: Comparação entre diferentes fluidos de perfuração.

		Estudo atual	Melo, 2008	Trindade, 2013
Composição (%)	Barita	29.82	-	-
	Bentonita	3.73	2.0	-
	CMC	0.93	0.68	-
Parâmetros Reológicos	k	0.24817	0.06038	0.024462
	n	0.7708	0.839	0.90894
	To	0.741	3.654	2.5711

O estudo de Melo (2008) avaliou o comportamento de um fluido criado em laboratório com uma composição bem definida. Já Trindade (2013) realizou o seu estudo sobre um fluido de perfuração comercial utilizado em atividades da operadora PETROBRAS, cuja composição não era conhecida devido à confidencialidade que as empresas de petróleo impõem sobre a formulação dos seus fluidos.

A tabela 4 mostra boa aderência entre os resultados. Todas as amostras apresentam as características desejáveis em um fluido de perfuração, na forma de limite de escoamento e comportamento pseudoplástico. As diferenças de magnitude dos parâmetros reológicos entre cada fluido pode ser atribuída às diferenças nas suas composições.

4.5 Bancada experimental

Para complementar os resultados obtidos com o viscosímetro, foi construída no Laboratório de Fenômenos de Transporte e Química de Interfaces (PMI) uma bancada experimental capaz de avaliar a reologia de fluidos através de sua circulação em um circuito fechado, acompanhada de tomada de dados do seu escoamento na forma de medições de pressão e vazão. Uma visão geral da bancada é apresentada na Figura 12.



Figura 12: Bancada experimental construída no PMI.

Uma vantagem desta bancada, quando comparada à utilização de um viscosímetro, é sua capacidade de realizar análises mais abrangentes e complexas. Ela permite o ensaio de fluidos em condições de teste que os viscosímetros são incapazes de atingir, como elevadas taxas de cisalhamento e escoamento turbulento.

Outro destaque é a possibilidade de realização de pesquisas diversificadas através da bancada, além de avaliação reológica de fluidos. Ela foi projetada de modo a permitir também o estudo de operações de bombeamento de polpas minerais, um campo de grande relevância na engenharia de minas, contribuindo com outros trabalhos desenvolvidos no departamento.

De modo geral, a bancada consiste em linhas de tubulação pelas quais é bombeado o fluido que se deseja ensaiar. Nela estão acoplados equipamentos de medição que permitem a aquisição de dados sobre o escoamento e a consequente análise do fluido.

O fluido é preparado e armazenado em um tanque confeccionado em acrílico, com capacidade para 100 litros. A escolha do acrílico como material de construção teve o propósito de permitir a verificação da homogeneização do fluido armazenado. A base do tanque tem forma piramidal invertida, para dificultar a sedimentação dos sólidos em solução. Na sua extremidade inferior há uma linha que leva o fluido à bomba.

Posicionado acima do tanque se encontra um agitador com impelidor axial, cuja função é garantir a homogeneização do fluido enquanto estacionário no tanque. O agitador apresenta motor da marca WEG com 750W de potência.

A bomba centrífuga do sistema, de marca IMBIL, tem 3750W de potência. Ela apresenta rotor semi-aberto com revestimento de borracha natural e carcaça bipartida.

Inversores de frequência foram acoplados, individualmente, à bomba e ao agitador, de modo a permitir o controle de suas velocidades de rotação.

A linha que conecta a bomba à bancada é provida de um engate rápido para facilidade de operação, além de permitir a drenagem de parte do sistema, seguido de uma válvula de bloqueio do tipo esfera, que possibilita passagem plena.

As linhas da bancada tem diâmetro interno de 2 polegadas (50,8mm) são constituídas de aço inox Schedule 10S, e foram fixadas na parede por meio de abraçadeiras.

Na entrada do sistema há um transdutor de pressão piezoelétrico da marca GEMS, com range de pressão de 0 a 7 bar e envio de sinal de 0 a 20 mA. A função deste transdutor é medir a pressão inicial do sistema, antes das perdas de carga.

Em seguida há uma curva que leva a um trecho vertical, com altura total de 1,80m, seguida de outra curva ligada a um trecho horizontal com 3,40m de comprimento.

Parte da seção horizontal, correspondente a um trecho de 2m, é feita em acrílico cast, para permitir a visualização do fluxo e a identificação do comportamento do fluido durante o bombeamento. Esta seção é ligada aos trechos em aço por flanges moveis de aço carbono que permitem a rotação do trecho no caso de eventuais ajustes no sistema.

No trecho em acrílico, foram posicionados dois manômetros digitais com selo diafragma, espaçados de 1m entre si, para medir a perda de carga ao longo da linha. Os manômetros, da marca WARME, tem faixa de operação entre 0 e 4kgf/cm².

Para sua instalação foram usados blocos maciços de acrílico, unidos à tubulação pelo uso de cola especial para acrílico, nos quais foram criadas roscas para encaixe dos manômetros. Abraçadeiras foram posicionadas próximas aos manômetros para sustentar seu peso sem risco à integridade do sistema.

Uma nova curva leva ao próximo trecho vertical. Ao longo desta seção se encontram posicionadas válvulas esfera que permitem desvio do fluxo e conexão com linhas horizontais adicionais, proporcionando diferentes condições de perda de carga no sistema. Cada um dos trechos horizontais tem 3,10m de comprimento e conta com flanges móveis que conferem maior facilidade na montagem.

Na parte inferior do trecho vertical há uma curva para conexão com o próximo trecho horizontal, no qual foi instalado um medidor de vazão eletromagnético da marca KROHNE, com operação na faixa de 0 a 50 m³/h. O visor do medidor se encontra ao lado da bancada.

Ainda no trecho horizontal se encontra o segundo transdutor de pressão, idêntico ao primeiro, com a função de medir a pressão final do sistema, após as perdas de carga.

Próximo ao transdutor se encontra uma última válvula esfera, responsável pela drenagem do sistema.

Os trechos curtos finais conduzem o fluido de volta ao tanque, completando o circuito.

Por fim, há um controlador responsável por consolidar os dados provenientes do medidor de vazão e dos transdutores de pressão, com capacidade de exportar os dados para planilhas eletrônicas, facilitando o monitoramento do sistema e a análise dos ensaios.

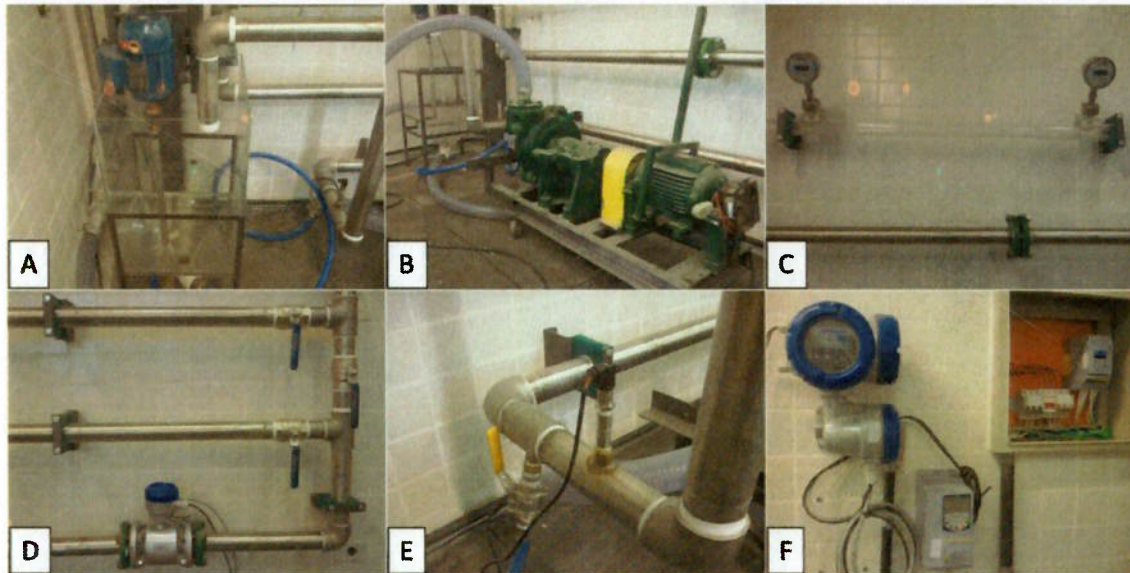


Figura 13: Detalhes da bancada.

A figura 13 detalha alguns pontos de destaque do sistema:

- 13A: Agitador, tanque em acrílico e saída do sistema;
- 13B: Bomba centrífuga;
- 13C: Seção em acrílico e manômetros digitais;
- 13D: Válvulas esfera e medidor de vazão;
- 13E: Transdutor de pressão e válvula esfera para drenagem do sistema;
- 13F: Inversores de frequência e visor do medidor de vazão.

Como o foco desta parte do projeto foi a montagem da bancada, não houve tempo hábil para realização de ensaios. Mas a bancada atualmente encontra-se finalizada e disponível para continuidade futura dos trabalhos.

5. CONCLUSÕES

O estudo sobre fluidos de perfuração e seu comportamento reológico é um tema de grande relevância para a indústria de petróleo, dado o papel desempenhado por este componente e sua contribuição para a segurança e a eficácia na atividade de perfuração de poços.

Neste trabalho foi apresentada uma revisão sobre temas relevantes no estudo de fluidos de perfuração e sua reologia, permitindo a identificação das variáveis relevantes e seu impacto na criação de um fluido que deve atender a especificações bem definidas.

Com este conhecimento foi criado em laboratório um fluido de perfuração, que foi ensaiado para estudo de seu comportamento reológico e obtenção dos seus parâmetros de escoamento. O fluido demonstrou as propriedades desejadas, na forma de limite de escoamento e comportamento pseudoplástico, se provando capaz de atender os requisitos para uma operação de perfuração. Os resultados obtidos foram comparados com valores da literatura e mostraram boa aderência.

Simultaneamente, foi projetada e construída uma bancada experimental que permitirá a realização de novos testes, mais aprofundados, garantindo o avanço dos trabalhos no futuro. A bancada foi projetada de modo a permitir a realização de trabalhos relevantes para outras áreas de interesse da engenharia de minas e de petróleo, contribuindo para a infraestrutura do departamento PMI e para o surgimento de novas pesquisas.

Com isto se espera ter lançado as bases para um projeto que deve ser expandido com a participação de novos alunos, garantindo uma promissora continuidade para o desenvolvimento das atividades do departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

6. BIBLIOGRAFIA

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L. **Avaliação de Fluidos de Perfuração de Base Aquosa Contendo Poligocóis Modificados**. Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica, Rio de Janeiro, RJ, 2010.

BARNES, H. A. **A Handbook of Elementary Rheology**. Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, University of Wales, 2000.

BOURGOYNE JUNIOR, A. T. et al. **Applied Drilling Engineering**. Texas USA: SPE textbook, 2 v, 1986.

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

HEALTH & SAFETY EXECUTIVE. **Offshore Technology Report OTO 1999 089. Drilling Fluids Composition and Use Within the UK Offshore Drilling Industry**. 2000.

KRUPICKA, J.; MATOUSEK, V. **First Experimental Experience with New Laboratory Slurry Loop**. Madrid: International Freight Pipeline Society Symposium, 2011.

LAKE, L. W. **Petroleum Engineering Handbook**. Volume II – Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2006.

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

MELO, K. C. **Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2008.

MORAIS, A. J. P. **Análise Comparativa das Propriedades dos Fluidos de Perfuração para Poços de Água e Poços de Petróleo**. Trabalho acadêmico orientado. Universidade Federal do Sergipe, São Cristóvão, 2009.

PINTO, T. C. S. **Modelagem da Velocidade Crítica de Transporte de Polpas Minerais Contendo Partículas Grossas**. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2012.

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

TRINDADE, K. K. A. **Desenvolvimento de uma Bancada para Avaliar o Desempenho de Fluidos de Perfuração na Redução do Desgaste de Brocas**. Aracaju: Reunião Anual de Avaliação dos PRHs - ANP/PRH, 2013.

WILSON, K. C.; ADDIE, G. R.; SELLGREN, A.; CLIFF, F. **Slurry Transport Using Centrifugal Pumps**. Springer, 2006.

YERGIN, D. **The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power**. Simon & Schuster, 1991.