

LAURA DE MACEDO SILVA COSTA

**Projeto de criação de laboratório para testes
de fluidos de perfuração**

Santos
2019

LAURA DE MACEDO SILVA COSTA

**Projeto de criação de laboratório para testes de
fluidos de perfuração**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Graduação em
Engenharia de Petróleo

Orientador: Prof^a. Dr^a. Patricia Helena
Lara dos Santos Matai

Santos
2019

LAURA DE MACEDO SILVA COSTA

**Projeto de criação de laboratório para testes de
fluidos de perfuração**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para
obtenção do título de Graduação em
Engenharia de Petróleo

Área de concentração:
Engenharia de Petróleo

Orientador: Prof^a. Dr^a. Patricia Helena
Lara dos Santos Matai

Santos
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Costa, Laura

Projeto de criação de laboratório para testes de fluidos de perfuração / L.
Costa -- Santos, 2019.
80 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo.

1.Engenharia de Petróleo 2.Fluidos de perfuração 3.Caracterização de
fluidos 4.Laboratório de ensino I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo II.Título.

RESUMO

Para avaliar as propriedades do fluido de perfuração (densidade, viscosidade, filtração, força gel, corrosividade, pH, dentre outras) são realizados testes frequentes em campo e em laboratório, chamados de testes de lama. Entretanto, realizá-los com a rapidez necessária requer familiaridade com os equipamentos e procedimentos, e correlacionar os resultados corretamente exige experiência. Criar um laboratório de ensino da caracterização de lama no campus de Santos da Poli-USP, provido dos equipamentos empregados na indústria, como balança de lama, viscosímetro, funil Marsh, prensa, lubricímetro, pHmetro, retorta, peneira de areia e estufa rotativa, daria aos alunos da graduação a oportunidade de adquirir essa experiência, e aos pesquisadores e alunos de pós-graduação novas oportunidades de projetos. Este trabalho buscou elaborar um modelo para um laboratório de testes de lama que possa ser criado na Poli-Santos, estudando através de um levantamento bibliográfico os equipamentos e procedimentos para tais testes, com foco nas lamas à base de água, e os requisitos de segurança para a implantação do laboratório. Devido à limitação de espaço, o ideal seria converter o Laboratório de Química, localizado na Sala 05, em um laboratório multifuncional de ensino, adicionando os instrumentos necessários. Outros equipamentos especializados poderiam ser acrescentados ao laboratório de ensino proposto ou colocados em um laboratório de pesquisa separado, instalado em um container de carga modificado, onde também seria possível instalar uma capela de exaustão, que não poderia ser colocada no prédio.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração. Caracterização de lamas. Laboratório de ensino. Testes laboratoriais.

ABSTRACT

Frequent field and laboratory tests, known as mud tests, are performed to evaluate the drilling fluid properties (such as density, viscosity, filtration, gel strength, corrosivity, pH, among others). However, performing them quickly requires familiarity with the equipment and procedures, and correctly correlating the results requires experience. To create a laboratory for mud characterization at Poli-Santos, equipped with the equipment used in the industry, such as mud scale, viscometer, Marsh funnel, press, lubricity tester, pHmeter, mud retort, sand content kit and roller oven, would give undergraduates the opportunity to acquire this experience, and researchers and postgraduate students new opportunities for projects. This paper sought to develop a model for a mud test laboratory that could be created in the Santos campus of Poli-USP, through a bibliographic research of the equipment and procedures for such tests, focusing on water-based fluids, and safety requirements for laboratory deployment. Due to the limited space, the ideal would be to convert the Chemistry Laboratory, located at Room 05, into a multifunctional teaching laboratory by adding the necessary instruments. Other specialized equipment could be added to the proposed laboratory or placed in a separate research laboratory, installed in a modified cargo container, where it would also be possible to install an exhaust hood that could not be placed in the building.

Keywords: Drilling fluids. Mud characterization. Teaching laboratory. Laboratory tests.

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho primeiramente à minha mãe, Nize, que sempre me deu fôlego e apoio nas horas difíceis, e ao meu pai, Antonio, que me incentivou a ir atrás de novas possibilidades. Agradeço também a todos os professores que me acompanharam e me ensinaram ao longo da graduação, especialmente à professora Dra. Patricia Matai, por toda sua paciência e incentivo, e sem quem nada disso jamais teria acontecido.

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	I
LISTA DE TABELAS	III
LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS	IV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVO	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
2.1. OS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	3
2.2. AS FUNÇÕES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	3
2.3. CLASSIFICAÇÃO E TIPOS DE FLUIDOS.....	6
2.3.1. Fluidos à base de água	7
2.3.2. Fluidos à base de óleo	8
2.3.3. Fluidos à base de ar	9
2.4. PRINCIPAIS COMPONENTES E ADITIVOS	10
2.5. PRINCIPAIS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS.....	16
3. METODOLOGIA	17
3.1. NORMAS E RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS	17
3.2. EQUIPAMENTOS E PROCEDIMENTOS PARA OS TESTES	18
3.3. REQUISITOS E INSTALAÇÕES PARA O LABORATÓRIO	19
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	21
4.1. EQUIPAMENTOS E METODOLOGIA DOS TESTES	21
4.1.1. Misturador	23
4.1.2. Balança de lama.....	23
4.1.2.1. Densidade	24
4.1.3. Funil Marsh.....	25
4.1.3.1. Viscosidade Marsh	25
4.1.4. Viscosímetro de rotação.....	26
4.1.4.1. Viscosidades e limite de escoamento.....	26
4.1.4.2. Força gel e tixotropia	27
4.1.5. Prensa de filtração	28
4.1.5.1. Volume de filtrado.....	29
4.1.6. Retorta de lama.....	31

4.1.6.1. Teor de sólidos, água e óleo	31
4.1.7. Peneira de areia	32
4.1.7.1. Teor de areia.....	33
4.1.8. Recipiente para sedimentação	33
4.1.8.1. Sedimentação	34
4.1.9. Medidor de pH	35
4.1.10. Equipamento de titulação	36
4.1.10.1. Teor de sólidos ativos	36
4.1.10.2. Dureza	38
4.1.10.3. Salinidade	39
4.1.10.4. Alcalinidade e teor de calcário	40
4.1.11. Lubricímetro.....	42
4.1.11.1. Lubricidade	43
4.1.12. Estufa rotativa.....	44
4.1.12.1. Envelhecimento	45
4.1.13. Cupons planos de metal	46
4.1.13.1. Corrosividade	47
4.1.14. Versões alternativas e kits portáteis	48
4.2. SEGURANÇA E PREPARO DAS AMOSTRAS	50
4.2.1. Equipamentos de segurança	50
4.2.2. Preparo e conservação de amostras em laboratório	51
4.2.3. Descarte das amostras	52
4.3. DISPOSIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS	52
4.3.1. Laboratório de Ensino.....	52
4.3.2. Laboratório de Pesquisa.....	57
5. CONCLUSÕES	61
6. REFERÊNCIAS.....	63

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Gráfico típico da janela operacional de um poço	12
Figura 2 – Fluxograma do desenvolvimento do trabalho.....	17
Figura 3 – Mixer de bancada Halmilton Beach com um eixo	23
Figura 4 – Balança de lama.....	24
Figura 5 – Funil Marsh e copo de medição	25
Figura 6 – Viscosímetro Fann com 6 velocidades de rotação	26
Figura 7 – Gráfico típico de um teste de filtração (a) e curva do volume de filtrado em função da raiz do tempo (b)	30
Figura 8 – Equipamento para retorta Fann e acessórios	31
Figura 9 – Kit de medição de teor de areia	33
Figura 10 – Pipeta de Andreasen para sedimentação gravitacional	34
Figura 11 – Sedimentação em proveta	35
Figura 12 – Instrumentos para titulação	36
Figura 13 – Ensaio de teor de sólidos com azul de metileno	37
Figura 14 – Testador de lubricidade OFITE	43
Figura 15 – Estufa rotativa Fann	45
Figura 16 – Célula de envelhecimento de lama para altas temperaturas.....	46
Figura 17 – Cupom plano circular (a) e suporte para cupons retangulares com apoio, parafuso, separador e porca não metálicos (b)	46
Figura 18 – Suporte adaptado para célula de envelhecimento de lama com cupom plano retangular	47
Figura 19 – Prensa de filtração padrão API com cilindro de nitrogênio	49
Figura 20 – Kit de teste de lama Frontier, da OFITE.....	50
Figura 21 – Disposição sugerida dos equipamentos para o laboratório de ensino na Sala 05	55
Figura 22 – Mixer de bancada Halmilton Beach com três eixos (a) e agitador mecânico para laboratório Fann com <i>Powerstat</i> (b).....	58

Figura 23 – Capela de exaustão instalada em laboratório em container de 20 pés pela DropBox Inc. (a) e chaminé posicionada no alto do container (b)..	59
Figura 24 – Disposição sugerida do laboratório de pesquisa em container de 20 pés.....	60
Figura 25 – Local sugerido para o container.....	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação dos fluidos de perfuração quanto à base e o tipo de fluido.....	7
Tabela 2 – Aditivos utilizados em fluidos de perfuração.....	11
Tabela 3 – Modificadores de densidade para fluidos de perfuração	13
Tabela 4 – Principais propriedades dos fluidos de perfuração	16
Tabela 5 – Equipamentos e testes para medição de parâmetros reológicos e propriedades físico-químicas.....	22
Tabela 6 – Relação entre o volume de cloreto, a porcentagem em volume de sal (NaCl) e a densidade relativa da fase aquosa do fluido de perfuração ..	40
Tabela 7 – Relação estimada entre as alcalinidades do filtrado por fenolftaleína e por alaranjado de metila e as concentrações dos íons hidroxila, carbonato e bicarbonato.....	41
Tabela 8 – Equipamentos e instrumentos necessários para o Laboratório de Ensino de caracterização de fluidos de perfuração.....	53
Tabela 9 – Materiais necessários para preparo das amostras de fluido de perfuração e execução dos testes.....	56
Tabela 10 – Equipamentos e instrumentos adicionais para o Laboratório de Pesquisa.....	57

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
ASME	American Society of Mechanical Engineers
CRQ-IV	Conselho Regional de Química – IV Região
EDTA	<i>Ethylenediamine tetraacetic acid</i>
EPC	Equipamento de proteção coletiva
EPI	Equipamento de proteção individual
FISPQ	Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos
HPHT	High pressure, high temperature
IFBA	Instituto Federal da Bahia
NACE	National Association of Corrosion Engineers
MWD	<i>Measurement while drilling</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
OBM	<i>Oil based mud</i>
OFITE	OFI Testing Equipment, Inc.
SPE	Society of Petroleum Engineers
UFF	Universidade Federal Fluminense
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
Poli-USP	Escola Politécnica da USP
PROPLAN	Pró-Reitoria de Planejamento e Desenvolvimento
PUC-Rio	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
RP	<i>Recommended practice</i>
USP	Universidade de São Paulo
WBM	<i>Water based mud</i>

1. INTRODUÇÃO

Um dos componentes fundamentais de qualquer atividade de perfuração de poços de petróleo é o fluido de perfuração, comumente chamado de lama de perfuração. Esse fluido exerce diversas funções no processo, desde carrear o material cortado para fora do poço até evitar o colapso das paredes não revestidas, e está presente desde o começo da perfuração até que se iniciem as atividades de completação do poço terminado (MITCHELL; MISKA, 2011).

A escolha das lamas utilizadas na perfuração de um poço de petróleo é fundamental para o sucesso da atividade. Essas lamas podem ser preparadas com uma série de componentes e aditivos diferentes, o que modifica enormemente suas propriedades, como densidade, viscosidade, filtração, velocidade de sedimentação, lubricidade e pH, e pode alterar sua capacidade de manter materiais em suspensão, a forma como o fluido interage com a formação e até sua resposta a altas temperaturas e pressões (ARAÚJO, 2015; WILEY CRITICAL CONTENT, 2007).

Um engenheiro de petróleo trabalhando com a perfuração de poços deve, portanto, conhecer bem as propriedades dos fluidos de perfuração à sua disposição para escolher aquele que melhor se adequa às suas necessidades, e fazer ajustes à medida que for necessário (WILEY CRITICAL CONTENT, 2007). Esse conhecimento é obtido através de testes realizados em laboratórios, muitos dos quais são executados com frequência durante a perfuração para verificar a adequação da lama (ASME SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005).

Numa operação de perfuração, tempo é algo valioso: o aluguel de um navio-sonda para águas ultra profundas, por exemplo, foi cotado a US\$ 275 mil por dia no início de 2019 (O PETRÓLEO, 2019), e chegou a US\$ 700 mil por dia em 2013 (EXAME, 2015). Além disso, as propriedades da lama variam constantemente durante a perfuração, devido à interação com a formação rochosa, incorporação do cascalho, influxo de fluidos da formação, reações entre componentes, presença de bactérias e efeitos da temperatura e pressão no interior do poço, exigindo um monitoramento frequente (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011; WILEY CRITICAL CONTENT, 2007). A realização dos testes deve ser, em vista disto, algo com que um engenheiro de petróleo já esteja familiarizado ao se formar, de forma que possa concluí-los com presteza e eficiência. Isso, porém, requer o acesso a um laboratório de lama, algo que, no momento, ainda não é possível para a maioria dos alunos de Engenharia de Petróleo da USP. Além

disso, o acesso a um laboratório de testes de lamas de perfuração possibilitaria aos futuros engenheiros, pós-graduandos e pesquisadores experimentar com os novos aditivos que surgem no mercado, levando a novas descobertas e melhorias (SCHRADER, 2016).

A montagem de um laboratório para análise de fluidos de perfuração no campus de Santos da Escola Politécnica da USP (Poli-Santos) representaria, portanto, uma melhoria na infraestrutura da universidade, permitindo expandir o currículo do curso, além de possibilitar avanços no nosso meio acadêmico e na indústria de lamas de perfuração.

1.1. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é apresentar um projeto para a criação de um laboratório dedicado à análise dos fluidos utilizados na perfuração de poços de petróleo no campus de Santos da Poli-USP. Para isso, os objetivos secundários serão definir as características e componentes das lamas de perfuração, demonstrar como o conhecimento destes é necessário para a escolha do fluido a ser utilizado, identificar os equipamentos e materiais necessários para a montagem do laboratório e os experimentos que podem ser realizados nele, e identificar um local adequado para a instalação do laboratório na Poli-Santos.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. OS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos que circulam no interior da coluna de perfuração e no espaço anular entre ela e a formação rochosa ou o revestimento no decurso do processo de perfuração dos poços de petróleo são chamados de fluidos de perfuração. Esses fluidos são bombeados para dentro do poço através da tubulação e circulam por todo o seu interior a uma velocidade maior que a de sedimentação dos detritos produzidos, carreando-os pelo espaço anular para que sejam removidos na superfície (ASME SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005).

Inicialmente, sua única função era transportar os detritos gerados pela broca para fora do poço, algo descoberto por acaso pelo engenheiro francês Flauville, em 1833, quando um de seus poços atingiu acidentalmente um aquífero (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Mas com o passar do tempo esses fluidos ganharam diversos propósitos, e se tornaram cada vez mais importantes à medida que os poços se tornaram mais profundos.

A prática de circular fluidos durante a perfuração foi apresentada à indústria por Robert Bearn, em 1845, na Inglaterra. Segundo Mitchell e Miska (2011), o primeiro fluido moderno para a perfuração de um poço, basicamente água enlameada, foi utilizado em 1901 para perfurar areia não consolidada em Beaumont, no Texas, região pioneira na construção de poços modernos.

A composição dos fluidos de perfuração tornou-se muito variada, e sua escolha depende das propriedades do poço em questão, sendo os componentes e aditivos cuidadosamente selecionados para atender às necessidades de cada projeto. Os fluidos mais comuns utilizam água ou óleo como meio dispersante e alguns aditivos sólidos em dispersão, razão pela qual são frequentemente chamados de lamas de perfuração (MITCHELL; MISKA, 2011). Em algumas situações é também possível utilizar gás como base dos fluidos (LYONS; PLISGA, 2011).

2.2. AS FUNÇÕES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

À medida que os poços de petróleo se tornaram mais complexos e profundos, os fluidos de perfuração ganharam diversas funções além de seu propósito original. O fluido utilizado interfere na limpeza da broca e do espaço anular, na taxa de penetração e na sustentação do poço. Esses fatores são decisivos para o sucesso da

perfuração e muito impactantes no custo do empreendimento (MITCHELL; MISKA, 2011). Dentre as funções dos fluidos de perfuração estão:

- **Transporte de cascalho**

A função mais tradicional dos fluidos de perfuração é o transporte de cascalho. O fluido deve ser capaz de remover os fragmentos de rocha do fundo do poço e transportá-los através do espaço anular até o topo, onde deve ser separado do cascalho pelos equipamentos de superfície. De acordo com Baltar e Luz (2003), essa capacidade é influenciada pela densidade e viscosidade do fluido.

Outra propriedade importante no transporte de cascalhos é a força gel, responsável por manter os sólidos em suspensão quando a circulação é interrompida, independentemente da duração da pausa, embora o cascalho deva ser facilmente separável do fluido em superfície (ARAÚJO, 2015). Em perfurações muito inclinadas e horizontais, também é preciso minimizar o assentamento de cascalho na parte de baixo do poço e impedir que os componentes, em especial os modificadores de densidade, como a barita, se separem da pasta e decantem, para o que são utilizados fluidos especialmente formulados (MITCHELL; MISKA, 2011).

- **Resfriamento e lubrificação da broca**

O atrito da broca contra o fundo do poço e da coluna de perfuração contra as paredes produz quantidades significativas de calor, o que pode reduzir a vida útil da broca. A lama de perfuração ajuda a resfriar equipamentos e lubrificar as cabeças de brocas rotativas (ASME SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005). Uma alta lubricidade do fluido também reduz a perda de carga no trajeto da injeção até os tanques de lama, reduzindo a pressão necessária para o bombeamento (ARAÚJO, 2015).

- **Controle da perda de circulação**

A lama de perfuração forma nas paredes do poço um reboco, pouco espesso e de baixa permeabilidade, que ajuda a estabilizar as seções não revestidas (BALTA; LUZ, 2003). Esse reboco, às vezes chamado de torta, também sela os poros e outras aberturas na formação, minimizando a perda de fluidos em regiões permeáveis e a perda de água para formações argilosas (ARJMAND; LATIFI; DEHVEDAR, 2017; DANTAS *et al.*, 2014).

Uma infiltração excessiva na formação pode causar danos à zona produtora, reduzindo o potencial de fluxo de hidrocarbonetos para o poço (LYONS; PLISGA,

2011). Em zonas de formações argilosas, a invasão da lama altera a composição do fluido contido na formação, podendo desestabilizar o folhelho, levando à sua expansão e ao aprisionamento da coluna ou à fragilização da parede do poço (DANTAS *et al.*, 2014; DUARTE, 2004).

Além disso, um controle ruim da perda da lama pode acarretar numa diminuição da pressão hidrostática da coluna de fluido. Se isso torná-la menor que a pressão de poros, podem ocorrer fluxos inesperados de fluidos da formação para o interior do poço (*kick*), além de problemas na pressão de circulação, que podem afetar os equipamentos de fundo (MITCHELL; MISKA, 2011). Um reboco irregular ou excessivamente permeável, por outro lado, permite a passagem a fase aquosa da lama, o que eleva o teor de sólidos do fluido, aumentando o torque na rotação da coluna e podendo levar à prisão por diferencial de pressão (DUARTE, 2004).

- **Controle da pressão**

A pressão exercida pela lama evita que os hidrocarbonetos ou água presentes nas rochas perfuradas fluam para dentro do poço, causando *blowouts*. Usualmente, isso é feito elevando a densidade do fluido de perfuração para que a pressão exercida por ele se iguale ou supere ligeiramente a pressão de poros no trecho sendo perfurado; porém, a pressão interna não pode ser elevada excessivamente, o que causaria fraturas na formação. O intervalo entre as pressões de poros e de fratura é chamado de janela operacional (BALTAR; LUZ, 2003).

Por outro lado, um peso insuficiente do fluido comparado com as tensões ao redor do poço também pode levar à ruptura das paredes por compressão, chamada de colapso (DUARTE, 2004),

- **Suporte dos equipamentos**

O empuxo, provocado pela imersão dos equipamentos na lama de perfuração, ajuda a balancear o peso da tubulação e do revestimento. Esse efeito de flutuação reduz a tensão que precisa ser suportada pela torre de perfuração (BALTAR; LUZ, 2003). A força depende da densidade do fluido utilizado, sendo mais significativa para fluidos mais densos (MITCHELL; MISKA, 2011).

- **Facilitar operações de perfilagem**

O fluido de perfuração modifica as propriedades elétricas e acústicas das formações, sendo necessário conhecer bem o fluido utilizado para interpretar corretamente os dados de perfilagens, e escolher o que se adeque corretamente

ao equipamento de *logging* utilizado (ASME SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005). Além disso, de acordo com Mitchell e Miska (2011), a lama utilizada deve ajudar na coleta de informações em testemunhos e amostras de calha.

- **Transmissão de energia para equipamentos de fundo de poço**

A força hidráulica é transmitida à broca quando o fluido passa em alta velocidade pelos bocais, empurrando fragmentos de rocha para longe da formação. Em perfurações direcionais, essa força alimenta o motor de fundo de poço e é utilizada para mover as turbinas de equipamentos de MWD (do inglês *measurement while drilling*), que realizam medição contínua sem cabo durante a perfuração (MITCHELL; MISKA, 2011).

- **Funções físico-químicas**

O fluido de perfuração reduz o atrito da coluna de perfuração com o revestimento e as paredes do poço, evitando danos (BALTAR; LUZ, 2003). Outra função da lama é evitar a exposição dos equipamentos no poço a gases corrosivos, como o enxofre, sólidos reativos e influxos de água salgada, e a condições térmicas extremas, como as temperaturas muito altas no fundo do poço, que chegam a 500°F, ou 260°C, e as temperaturas abaixo de zero ao atingir a superfície (MITCHELL; MISKA, 2011).

O fluido em si deve ser pouco abrasivo e não provocar corrosão na coluna e nos equipamentos de fundo de poço. Também precisa ser quimicamente estável quando exposto a contaminantes, como sulfetos, evaporitos, influxo de água salgada e cimento, e preservar suas principais propriedades ao ser submetido a elevadas temperaturas por longos períodos de tempo (ARAÚJO, 2015).

2.3. CLASSIFICAÇÃO E TIPOS DE FLUIDOS

Os fluidos de perfuração podem ser classificados de diferentes formas. O mais comum é classificá-los com relação ao fluido utilizado como base ou meio dispersante, que pode ser água, óleo ou ar (DUARTE, 2004). Fluidos à base de água (ou WBM, sigla em inglês para *water based mud*) consistem numa suspensão de sólidos em água ou salmoura, que podem conter óleo emulsificado. Quando o óleo é a fase contínua do fluido e a água, que representa até 5% do volume, se encontra emulsificada (o que é chamado de emulsão inversa) produz-se uma lama à base de óleo (ou OBM, do inglês *oil based mud*). Já os fluidos que apresentam algum gás em sua composição, seja

como fase contínua ou dispersa, são considerados fluidos à base de ar. A Tabela 1 detalha os diferentes tipos de fluidos de perfuração e seus principais componentes.

Tabela 1 – Classificação dos fluidos de perfuração quanto à base e o tipo de fluido

Base	Tipos de fluidos	Descrição
Água	Água	Água doce ou salobra
	Solução	Água salgada ou salmoura
	Emulsão	Diesel emulsificado em água
	Lama	Argilas, barita e aditivos em suspensão em algum dos fluidos anteriores
Óleo	Óleo	Diesel, querosene ou óleo mineral
	Emulsão inversa	Água emulsificada em um óleo
	Lama	Sólidos suspensos em algum dos fluidos anteriores, com agentes emulsificantes e suspensores
	Sintético	Lama cuja base é um óleo sintético, de baixa toxicidade, normalmente biodegradável
Ar	Gás seco	Ar, nitrogênio, gás natural ou gás de exaustão
	Névoa	Gotas de água ou lama transportadas numa corrente de ar
	Espuma	Bolhas de ar injetadas num fluido à base de gel contendo surfactantes
	Lama aerada	Ar comprimido injetado em lama

Fonte: Elaborada pela autora com base em *ASME Shale Shaker Committee* (2005) e *Wiley Critical Content* (2007).

Também é possível classificá-los quanto ao teor de sólidos. Nos os fluidos tradicionais, que contêm alto teor de sólidos, utiliza-se predominantemente bentonita como viscosificante. Já nos fluidos com baixo teor de sólidos, também conhecidos como não-dispersantes, que são recomendados para poços facilmente desestabilizados (DUARTE, 2004), esse sólido é em parte substituído por amido e carboximetilcelulose, reduzindo a perda de fluidos por filtração (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

2.3.1. Fluidos à base de água

Os fluidos à base de água são os mais utilizados na perfuração de poços de petróleo. Segundo o relatório da Grand View Research (2017), mais da metade dos poços de petróleo perfurados entre 2014 e 2016 utilizou apenas WBMs, e a previsão é de aumento da demanda por esse tipo de fluido até 2025. Pode ser utilizada como base

água doce, salobra, do mar ou mesmo salmoura. A principal vantagem da água doce é o baixo custo, seguido da disponibilidade. Pode ser necessário, porém, utilizar floculantes para remover o cascalho da água, se não houver uma área grande o bastante para o fluido decantar (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

As águas salinas possuem densidade mais elevada e temperatura mais baixa de congelamento. São empregadas na perfuração de folhelhos e para prevenir a formação de hidratos, que podem se acumular nas árvores de natal molhadas e bloquear o interior das colunas de perfuração (MITCHELL; MISKA, 2011).

A Petrobrás utiliza água do mar sem aditivos para perfurar todo o trecho acima da camada de sal (cerca de 2000m de profundidade) nos poços do Pré-Sal, devido à facilidade de não precisar de uma linha de retorno para o fluido de perfuração (AGOSTINI, 2017). Em várias regiões, costuma-se utilizar lama saturada de sais para perfurar domos salinos, reduzindo o alargamento do poço pela dissolução da formação (WILEY CRITICAL CONTENT, 2007).

Os fluidos à base de água também costumam ser de fácil manutenção e permitem perfurar rapidamente formações estáveis. Entretanto, devido à interação desses fluidos com as formações rochosas, pode ser necessário adicionar inibidores, que reduzem a hidratação de camadas argilosas (DANTAS *et al.*, 2014; WILEY CRITICAL CONTENT, 2007).

2.3.2. Fluidos à base de óleo

Fluidos à base de óleo são, em geral, mais caros, e representam riscos maiores ao meio ambiente, requerendo procedimentos mais severos de controle de poluição (BOURGOYNE JR. *et al.*, 1986). Por isso costumam ser usados somente para atravessar trechos que reajam negativamente a fluidos à base de água, incluindo a zona produtora, e para perfurar formações muito quentes. Além das questões ambientais, esses fluidos interferem na eficiência dos equipamentos de perfilagem, e dificultam a detecção de *kicks*. As vantagens das OBMs, se comparadas às lamas à base de água, são a baixa solubilidade de sais, melhor lubricidade, elevada temperatura de ebulição e ponto de congelamento muito baixo, além de promover a dispersão de materiais argilosos na formação. A base mais comum é o diesel rodoviário (menos volátil, com cadeia de 10 a 20 carbonos) com baixo teor de enxofre, devido a sua baixa inflamabilidade e viscosidade (LYONS; PLISGA, 2011).

As lamas à base de óleos sintéticos são as mais utilizadas em perfuração offshore, pois possuem propriedades similares aos fluidos à base de óleo tradicionais, mas seus vapores têm menor grau de toxicidade. Elas têm como base produtos de reações químicas com o eliteno, o que inclui olefinas, ésteres e parafinas. Alguns autores consideram as lamas sintéticas uma categoria distinta de fluidos de perfuração. As principais vantagens dos óleos sintéticos sobre os convencionais são o menor risco ambiental, alta viscosidade em temperaturas elevadas e capacidade de desidratar folhelhos (DUARTE, 2004). Por causa da elevada lubricidade, também se pode injetar um pequeno volume, chamado de tampão (ou pelo termo em inglês *pill*), da lama sintética quando ocorre aprisionamento da coluna de perfuração (ASME SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005).

2.3.3. Fluidos à base de ar

Quando não é esperado encontrar pressões elevadas ou grandes quantidades de fluido na formação, é possível utilizar ar comprimido, gás ou espuma na perfuração, método que surgiu em 1953 (LYONS; PLISGA, 2011). Embora essas condições sejam encontradas em apenas 1% dos poços perfurados (BORK, 1995), o uso de fluidos à base de ar, também chamados de fluidos pneumáticos, possibilita perfurar mais rapidamente. Isso porque, como a densidade desses fluidos é muito baixa, eles elevam pouco a pressão no fundo do poço, e por isso não seguram os fragmentos de rocha no fundo. Com isso, os cascalhos são removidos logo que produzidos e a broca atinge constantemente a formação, ao contrário do que ocorre com fluidos mais densos, que acabam fazendo a broca reperfurar os cascalhos ainda não transportados. Porém, com exceção da espuma, esses fluidos requerem uma velocidade anular muito elevada para conseguir transportar os fragmentos de rocha (WILEY CRITICAL CONTENT, 2007).

A lama aerada é utilizada tanto em perfurações em terra quanto no mar para reduzir a perda de circulação. O ar pode ser injetado ainda na superfície, antes de bombear a lama para o poço, ou através de uma tubulação de ar dentro do revestimento, que injete o ar no espaço anular (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). A lama aerada possibilita uma perfuração mais rápida e permite atravessar trechos com grandes volumes de água na formação, mas tem a desvantagem de requerer alta pressão de bombeamento na cabeça do poço, e pode aumentar significativamente os custos, especialmente quando o ar é injetado pelo revestimento (LYONS; PLISGA, 2011).

As espumas contêm no mínimo 70% de gás, geralmente ar, gás carbônico ou nitrogênio (ASME SHALE SHAKER COMMITTEE, 2005), sendo consideradas fluidos pneumáticos (WILEY CRITICAL CONTENT, 2007). São muito utilizadas para remover a água vinda da formação rochosa, quando esse influxo ultrapassa 0,3 m³/h (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011), adicionando um agente espumante ao ar ou gás bombeado para o poço. Dependendo do volume de água, o custo do aditivo pode se tornar proibitivo. De acordo com Lyons e Plisga (2011), a espuma é capaz de remover cascalhos em qualquer diâmetro de poço e com uma velocidade anular menor que a necessária para os outros tipos de fluidos à base de ar, sendo mais adequada para formações facilmente erodidas. Porém, em operações de intervenção e manutenção que exijam uma velocidade anular muito baixa, é mais recomendável utilizar uma espuma rígida, formada pela adição de surfactantes e bentonita ou polímeros (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

A névoa, similar à espuma, também é um sistema coloidal. Porém, neste caso, gotas microscópicas de água estão dispersas no gás, que chega a 96% do volume total (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Embora a taxa de penetração seja menor que a do ar, a névoa tolera o influxo de água da formação e propicia velocidades de perfuração mais altas que a espuma (LYONS; PLISGA, 2011).

2.4. PRINCIPAIS COMPONENTES E ADITIVOS

A perfuração de poços utiliza diversos produtos químicos e insumos minerais beneficiados ou *in natura* para ajustar as propriedades dos fluidos, como densidade, viscosidade, capacidade de carregar sedimentos, interação com a formação, dentre outras, à natureza das formações atravessadas. De acordo com Caenn, Darley e Gray (2011), o primeiro registro do uso de aditivos em um fluido de perfuração é de 1921, quando minerais densos como hematita e barita foram usados para aumentar a densidade e viscosidade, controlando a ocorrência de *blowouts*.

Diversos tipos de aditivos são empregados, como lubrificantes, emulsificantes, inibidores de corrosão, modificadores de pH, estabilizadores de argilas e folhelhos, selantes e surfactantes. Outros compostos são adicionados para aumentar a solubilidade dos aditivos, como o carbonato de sódio, para acelerar a formação do reboco, como os sais, e para prevenir a proliferação de bactérias, como o formaldeído (WILEY CRITICAL CONTENT, 2007). A Tabela 2 apresenta os aditivos mais usados para cada uma dessas funções. Os componentes escolhidos afetam os equipamentos

e cuidados necessários para o preparo e separação de cascalhos, a interação com a formação rochosa e a frequência de troca do fluido, além do custo envolvido. Em geral, a lama de perfuração representa de 6 a 8% do custo total da perfuração de um poço de petróleo (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011; WILEY CRITICAL CONTENT, 2007).

Tabela 2 – Aditivos utilizados em fluidos de perfuração

Função	Aditivos mais comuns
Aumentar a densidade	Barita Hematita
Aumentar a viscosidade	Bentonita Atapulgita Goma xantana Carboximetilcelulose
Reduzir a viscosidade	Pirofosfato de sódio Lignito Lignosulfatos Poliacrilato de sódio
Lubrificantes	Grafite Bentonita Mistura de glicerídeos
Estabilizadores	Poliacrilamida Gipsita Lignito
Controle de alcalinidade	Hidróxido de sódio Cal Hidróxido de potássio
Selantes	Mica Fibras de celulose Amido de milho Carboximetilcelulose
Outros compostos	Cloreto de potássio Cloreto de sódio Carbonato de sódio Formaldeído

Fonte: Adaptado de *Wiley Critical Content* (2007, p. 279).

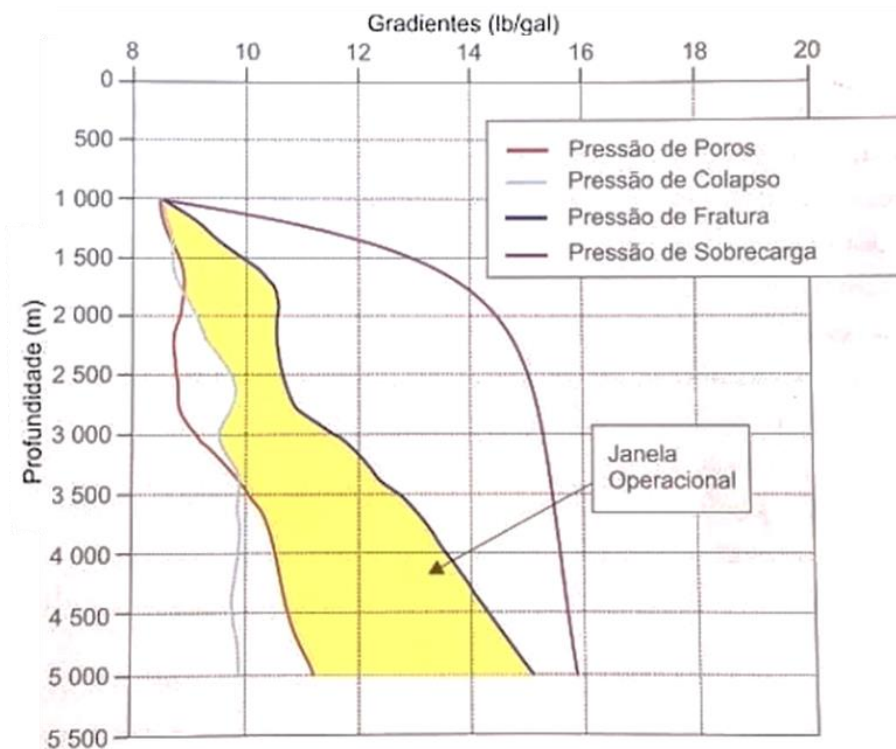
A seguir são detalhados alguns dos tipos de aditivos mais utilizados.

- **Modificadores de densidade**

A maioria das perfurações de poços de petróleo é realizada mantendo-se a pressão exercida pela coluna de fluido de perfuração superior à pressão exercida pelo fluido contido na formação rochosa, o que é chamado de perfuração *overbalance* (SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY, 2019b). Isso é necessário para prevenir o fluxo de fluidos da formação para o poço, fenômenos chamados de *kicks* que, em casos extremos, levam a erupções do poço, ou *blowouts*. Por outro lado, se a pressão feita pela lama ultrapassar a pressão de fratura da rocha, podem se formar rachaduras na formação, comprometendo a sua estabilidade do poço (BALTAR; LUZ, 2003).

A janela operacional de um poço se encontra intervalo entre essas pressões, limitada superiormente pelo gradiente de fratura da rocha e inferiormente pelo gradiente de colapso. Ela é utilizada para determinar a faixa de densidade da lama de perfuração com que cada trecho do poço deve ser perfurado de forma a manter sua integridade (PORTAL DO PETROLEIRO, 2018). A Figura 1 apresenta um exemplo típico de janela operacional em perfuração *overbalance*.

Figura 1 – Gráfico típico da janela operacional de um poço



Fonte: Portal do Petroleiro (2018).

Minerais de alto peso específico, como barita (densidade relativa 4,5), hematita (5,3) e galena (7,5) são utilizados para elevar a densidade do fluido de perfuração,

para que a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluido seja suficiente para equilibrar a pressão de poros (BALTAR; LUZ, 2003). Um peso insuficiente da lama também pode levar ao colapso das paredes do poço (DUARTE, 2004). A quantidade desses minerais não pode, entretanto, ser excessiva, uma vez que a pressão muito elevada pode causar fraturas na formação ou alargar o poço. A Tabela 3 detalha os sólidos usados para aumentar a densidade das lamas.

Tabela 3 – Modificadores de densidade para fluidos de perfuração

Material	Fórmula	Densidade relativa	Características
Barita	BaSO ₄	4,2 - 4,5	Alta disponibilidade, baixo custo
Calcita	CaCO ₃	2,6 - 2,8	Muito solúvel em ácido, granulometria variada
Dolomita	CaCO ₃ .MgCO ₃	2,8 - 2,9	Solúvel em ácido
Galena	PbS	7,5	Densidade elevada
Hematita	Fe ₂ O ₃	4,9 - 5,3	Baixo índice de desgaste, densidade elevada
Magnetita	Fe ₃ O ₄	5,0 - 5,2	Densidade elevada, remoção de H ₂ S
Siderita	FeCO ₃	3,7 - 3,9	Solúvel em ácido

Fonte: Adaptado de *Wiley Critical Content* (2007, p. 258).

No Brasil, apenas a barita costuma ser utilizada como modificador de densidade (BALTAR; LUZ, 2003), devido à elevada disponibilidade. Segundo o MME (2009), para ser empregado num fluido de perfuração, o minério deve ser classificado como grau API ou grau-lama, tendo densidade relativa igual ou superior a 4,2, menos de 250 partes por milhão (ppm) de cálcio e 95% das partículas inferiores a 45 µm (malha 325).

A quantidade de barita em gramas que deve ser adicionada para elevar a densidade de um fluido de perfuração para um valor preestabelecido é obtida pela eq.(1):

$$M_{barita} = \frac{\rho_{barita}}{1 + \rho_{barita} * 0.01} * \Delta V * \left(\frac{1gal}{3785mL} \right) * \left(\frac{454g}{1lbm} \right) \quad (1)$$

Em que ΔV é o volume do fluido original em mililitros (mL) que deve ser removido para que o volume final produzido seja igual ao inicial (o que é feito considerando uma capacidade de armazenamento limitada) e $\rho_{inicial}$ é a densidade da barita grau API, 35 libras por galão (lb/gal) (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017). ΔV , em mL, pode ser calculado pela eq.(2):

$$\Delta V = V_{inicial} * \left[1 - \left(\frac{28.07 - \rho_{objetivo}}{28.07 - \rho_{inicial}} \right) \right] \quad (2)$$

Sendo $\rho_{inicial}$ e $\rho_{objetivo}$ as densidades inicial e desejada, respectivamente, em lb/gal. A adição de barita exige a adição de um volume proporcional de água ao misturar, calculado em mL pela eq.(3):

$$V_{\text{água}} = M_{\text{barita}} \left(\frac{0.01 \text{ gal}}{1 \text{ lbm}} \right) * \left(\frac{1 \text{ lbm}}{454 \text{ g}} \right) * \left(\frac{3785 \text{ mL}}{1 \text{ gal}} \right) \quad (3)$$

• Promotores de viscosidade

As propriedades reológicas do fluido de perfuração (viscosidade plástica, viscosidade aparente e força gel) são ajustadas utilizando aditivos orgânicos e inorgânicos que aumentem a capacidade de transportar cascalhos em velocidades anulares moderadas (WILEY CRITICAL CONTENT, 2007). Em geral, fluidos mais viscosos são mais eficientes no transporte de cascalho para a superfície. Por outro lado, o aumento da viscosidade significa um aumento da pressão necessária para bombear o fluido, e pode dificultar o reinício da movimentação do fluido quando a perfuração é interrompida (BALTAR; LUZ, 2003). Em contrapartida, as velocidades elevadas de fluxo necessárias para transportar cascalhos com lamas de baixa viscosidade aumentam o desgaste dos equipamentos e podem provocar fraturas na formação (WILEY CRITICAL CONTENT, 2007).

Para fluidos à base de água doce, a viscosidade é conferida adicionando bentonita sódica ou bentonita cálcica. Para água salgada, utiliza-se atapulgita e sepiolita. No caso de lamas à base de óleo são utilizadas bentonitas modificadas com surfactantes, chamadas de argilas organofílicas, que são compatíveis com emulsões reversas. Também são utilizados compostos orgânicos à base de amido, tanino, lignossulfonatos e polímeros naturais, como carboximetilcelulose e goma xantana (BALTAR; LUZ, 2003).

Em algumas circunstâncias, é possível perfurar o primeiro trecho do poço (de diâmetro muito largo, no qual é posicionado o tubo condutor) utilizando apenas um fluido composto basicamente de bentonita ou atapulgita. Esse fluido, conhecido como fluido de abertura, é extremamente viscoso e tem uma elevada capacidade de carregar cascalhos, mas deve ser descartado após a descida do tubo para evitar a contaminação do cimento (DUARTE, 2004).

- **Selantes**

Enquanto a perfuração do poço não alcança a zona produtora, o ideal é que a formação rochosa seja mantida impermeável, evitando perdas na circulação. Para isso, são adicionados materiais que funcionam como selantes, que aceleram ou melhoram a formação de um revestimento nas paredes do poço, também chamado de reboco. Os selantes mais utilizados são a mica e fibras de celulose picada, além de amido e carboximetilcelulose, esses últimos também usados como promotores de viscosidade. Algumas alternativas são celofane picado, conchas de nozes e misturas de grãos (BALTAR; LUZ, 2003).

Quando a perfuração atinge a zona produtora, os materiais selantes são removidos do fluido de perfuração, para evitar danos à formação (MITCHELL; MISKA, 2011).

- **Lubrificantes**

Os fluidos de perfuração podem conter materiais lubrificantes, que reduzem o atrito causado pelo contato da coluna com a rocha, evitando o superaquecimento e desacelerando o desgaste da broca. Os materiais mais utilizados para essa função são grafite e bentonita. Em casos extremos, podem ser adicionados produtos à base de glicol, que embora mais caros também contribuem para evitar a perda de circulação e inibir a hidratação de folhelhos (BALTAR; LUZ, 2003). Poços direcionais necessitam de fluidos com alta lubricidade, pois o atrito entre a coluna e as formações é mais elevado principalmente na zona de ganho de inclinação, e costumam ser perfurados com lamas à base de óleo (ARAÚJO, 2015).

- **Estabilizadores**

Os agentes estabilizadores são utilizados quando a perfuração atravessa uma camada em que o contato da formação com o fluido pode levar a um alargamento ou estreitamento do poço. Isso ocorre frequentemente quando é utilizado fluido à base de água para atravessar uma camada de sal, argila ou folhelho. O agente inibidor é escolhido de acordo com a natureza da formação (DUARTE, 2004). O sulfato de cálcio (gipsita) é usado em formações contendo sal para evitar a erosão da parede do poço. A gilsonita é ideal para recobrir folhelhos, evitando que estes absorvam água e se expandam, obstruindo o poço. Polímeros sintéticos de alto peso molecular são adicionados para reduzir a hidratação das argilas, prevenindo o aprisionamento da coluna. Outros produtos químicos empregados como estabilizadores são sais de potássio, polifosfatos, lignitos e taninos (BALTAR; LUZ,

2003). Uma alternativa ao uso de estabilizadores é utilizar fluidos à base de óleo. Porém, estes têm uso restrito devido aos possíveis impactos ambientais (BOURGOYNE JR. *et al.*, 1986).

2.5. PRINCIPAIS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS

A escolha do fluido de perfuração depende da geologia da formação atravessada. Esses fluidos mudam constantemente com a adição de materiais, o contato com a formação e o aumento na temperatura e pressão no interior do poço (DUARTE, 2004). Segundo Caenn, Darley e Gray (2011), as propriedades que mais afetam o desempenho da lama são densidade, parâmetros reológicos e volume de filtrado, além da forma como ela interage com formações argilosas. A Tabela 4 sintetiza as principais propriedades físico-químicas que devem ser monitoradas nas lamas de perfuração e como elas são relevantes para o desenvolvimento do poço.

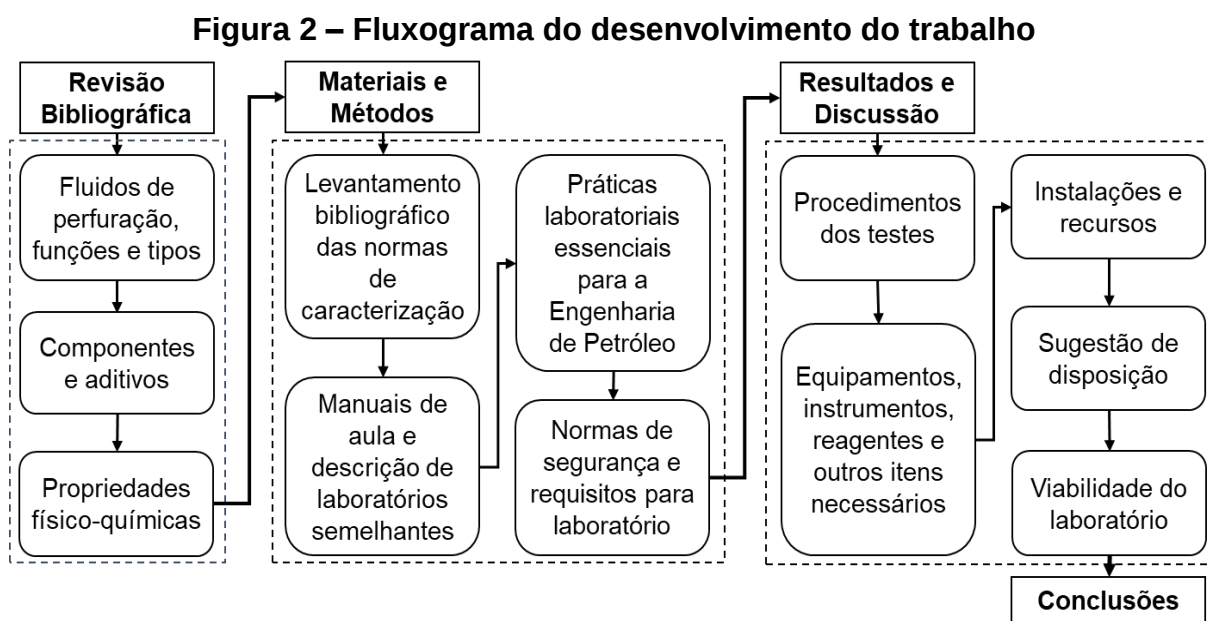
Tabela 4 – Principais propriedades dos fluidos de perfuração

Propriedades físicas	Relevância	Propriedades químicas	Relevância
Densidade	Altera a pressão exercida pela coluna de fluido sobre a formação e o empuxo.	pH	Afeta a reatividade da lama e a efetividade dos aditivos, e pode evitar a corrosão da coluna.
Parâmetros reológicos	A viscosidade e a força gel afetam a pressão e velocidade de bombeamento e a capacidade de transportar cascalhos. São fluidos não newtonianos, em maioria pseudoplásticos (sua viscosidade diminui com o aumento da taxa de cisalhamento).	Salinidade	Medida pela concentração de íons Cl^- . O tipo e teor de sal afetam a solubilidade e agregação de outros componentes, a formação de hidratos e o ponto de congelamento.
Teor de sólidos	Influi na qualidade e velocidade de formação do reboco e no atrito com os equipamentos.	Dureza	Medida pela concentração de Ca^{2+} e Mg^{2+} . Interfere na solubilidade de outros componentes, como a bentonita.
Resistividade elétrica	Afeta as informações obtidas pela perfilagem.	Teor de sólidos ativos	Permite inferir o teor de materiais argilosos, cuja hidratação pode aprisionar a coluna de perfuração.

Fonte: Elaborada pela autora com base em Barbosa (2013), Caenn; Darley; Gray (2011), Duarte (2004) e Wiley Critical Content (2007).

3. METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho baseou-se em uma revisão bibliográfica sobre as propriedades mais importantes a serem monitoradas em um fluido de perfuração e um levantamento sobre os métodos usados em laboratório para a caracterização de lamas de perfuração, com foco nas WBMs. A partir desses testes, procurou-se definir os equipamentos necessários para a criação de um laboratório de ensino na Poli-Santos, no qual os estudantes da graduação possam aprender os procedimentos dos testes de lama, e os interessados em projetos práticos com fluidos de perfuração possam executar seus experimentos. Por fim, buscou-se criar um modelo para o laboratório de ensino sugerido e estudar a viabilidade de implantá-lo na Poli-Santos. A Figura 2 apresenta um fluxograma das atividades realizadas no desenvolvimento deste trabalho.



Fonte: A autora.

3.1. NORMAS E RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS

Procurou-se primeiramente identificar as principais normas técnicas internacionais para a execução dos testes com lamas de perfuração. Nisto se destaca o Instituto Americano de Petróleo, conhecido como API, responsável pela publicação das Práticas Recomendadas (RP, sigla em inglês de *recommended practices*) que dirigem tanto o procedimento amplamente adotado para a caracterização de fluidos de perfuração quanto as especificações seguidas pelas empresas fabricantes de equipamentos para a área.

O API recomenda uma metodologia elaborada de modo que os engenheiros de perfuração possam avaliar regularmente as propriedades dos fluidos e corrigir problemas depressa o bastante para prevenir acidentes e evitar pausas longas na perfurações. A RP que descreve os testes com lamas à base de água é a *13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids* (2017). Vários testes realizados com as lamas de perfuração foram elaborados para permitir a execução no campo. Os valores obtidos, embora não coincidam exatamente com os resultados de testes mais detalhados, são comprovadamente eficazes para uma aplicação imediata, uma vez que são quase instantâneos.

Entretanto, por ser mais voltada aos testes em campo, a norma API 13B-1 (2017) não detalha como alguns dos procedimentos podem ser adaptados para realização em laboratório. É o que ocorre com o teste de corrosividade, que dependeria de anéis acoplados à coluna de perfuração para verificação. Neste caso, foram consultadas também publicações da National Association of Corrosion Engineers (NACE). A norma que descreve o procedimento para análise da corrosão por fluidos de perfuração em laboratório é a *NACE Standard RP0775: Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oilfield Operations* (2005).

3.2. EQUIPAMENTOS E PROCEDIMENTOS PARA OS TESTES

Para a criação de um modelo de laboratório de teste de lama, procurou-se conhecer as propriedades mais importantes a serem monitoradas em um fluido de perfuração, através de um levantamento bibliográfico de livros, teses, artigos e outras publicações relacionadas ao tema.

Em seguida, foram estudados os instrumentos utilizados com mais frequência e as eventuais adaptações dos procedimentos para execução em laboratório de ensino. Para isso, foram selecionados manuais de laboratório de outras faculdades que têm aulas práticas de caracterização de lama, como a Montana Tech e a New Mexico Tech. Também foram verificados os materiais disponíveis em faculdades brasileiras que possuem laboratórios específicos para fluidos de perfuração ou multifuncionais equipados para esse propósito, como UFRJ, PUC-Rio, UFF e IFBA (BARBOSA, 2013; DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL/PUC-RIO, 2015; INSTITUTO FEDERAL DA BAHIA, 2017; INSTITUTO DE QUÍMICA/UFRJ, 2013; NAGUYEN, 2012; SCHRADER, 2016).

A Seção Brasil da Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (SPE), por sua vez, publicou a *Proposta Curricular para os Cursos de Bacharelado em Engenharia de Petróleo* (2013), que conta com uma lista de práticas laboratoriais que deveriam ser incluídas nos currículos de graduação em Engenharia de Petróleo. Dentre elas estão aquelas relacionadas à avaliação de fluidos de perfuração, que incluem preparo do fluido, determinação das propriedades viscosas, análise da filtração e do reboco, determinação do teor de areia, determinação dos teores de água, óleo e sólidos, avaliação de pH e salinidade.

3.3. REQUISITOS E INSTALAÇÕES PARA O LABORATÓRIO

Na etapa final deste trabalho, buscou-se criar uma planta do laboratório sugerido, considerando os espaços existentes no campus de Santos da Poli-USP. Para isso foram consultadas as normas e regulamentos referentes à instalação de equipamentos e à segurança em laboratórios em instituições de ensino. No estado de São Paulo, essas normas são geridas pelo Conselho Regional de Química da IV Região (CRQ-IV), que publicou o *Guia de Laboratório para o Ensino de Química: instalação, montagem e operação* (2012).

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nos itens anteriores, foram descritos os componentes e as propriedades dos fluidos de perfuração. A seguir serão apresentados os equipamentos necessários para a montagem de um laboratório para execução dos testes de lama. Os procedimentos obedecem a norma API RP 13B-1 (2017), referente às WBMs, e são válidos para as OBMs, exceto os testes de teor de sólidos ativos, dureza, salinidade e alcalinidade. Em seguida serão especificadas as quantidades necessárias de cada equipamento para um laboratório de ensino e para um laboratório com aparato especializado para projetos e estudos com lamas de perfuração. Também será apresentada uma planta baixa com a sugestão de como esses instrumentos podem ser dispostos em uma sala de laboratório da Poli-Santos.

4.1. EQUIPAMENTOS E METODOLOGIA DOS TESTES

De acordo com o API (2017), a instrumentação mínima para um laboratório de fluidos de perfuração inclui balança de lama, funil Marsh, viscosímetro de rotação, prensa de filtração, peneira de areia, retorta de lama, medidor de pH e instrumentos de titulação. Foram incluídos também os itens necessários para envelhecimento do fluido e testes de corrosividade e lubricidade, que estão presentes em outros laboratórios como o Laboratório de Fluidos da IFBA (IFBA, 2017) e os Laboratórios de Fluidos de Perfuração da UFRJ (INSTITUTO DE QUÍMICA/UFRJ, 2013). Alguns dos equipamentos foram criados para uso em campo e não em laboratório, mas os testes laboratoriais devem seguir os mesmos padrões para obter resultados condizentes.

A escolha dos testes a serem realizados com os fluidos de perfuração procurou atender os requisitos mínimos publicados pela Seção Brasil do SPE (2013). Os procedimentos descritos a seguir foram adaptados da norma API *RP 13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids* (2017), das anotações de aula da matéria “Laboratório de Fluidos de Perfuração” do curso de Engenharia de Petróleo da faculdade Montana Tech of the University of Montana (SCHRADER, 2016), e das orientações fornecidas pela fabricante de equipamentos para laboratório Fann Instrument Company para análise química de lamas (2009a). Também foram consultados o manual de laboratório para aulas práticas de Engenharia de Perfuração da faculdade New Mexico Tech (NAGUYEN, 2012), manuais e fichas técnicas dos equipamentos e outras publicações relacionadas à

caracterização de fluidos de perfuração. A Tabela 5 sumariza os equipamentos e testes selecionados e as propriedades obtidas através deles.

Tabela 5 – Equipamentos e testes para medição de parâmetros reológicos e propriedades físico-químicas

Equipamentos	Testes	Propriedades obtidas
Balança de lama	Densidade	Densidade (g/cm ³ , ppg, lb/ft ³ , DR)
Funil Marsh	Viscosidade Marsh	Viscosidade Marsh (s)
Viscosímetro de rotação	Viscosidade direta	Viscosidade aparente (cP) Viscosidade plástica (cP) Limite de escoamento (lbf/100ft ²)
	Força gel	Força gel inicial (lbf/100ft ²) Força gel final (lbf/100ft ²)
Prensa de filtração	Filtração	Volume de filtrado (mL) Filtrado inicial (mL) Espessura (mm) e consistência do reboco
Retorta de lama	Teste de retorta	Teor de água (% em volume) Teor de óleo (% em volume) Teor de sólidos (% em volume)
Peneira de areia	Teor de areia	Teor de areia (% em volume) Partículas maiores que a malha 200
Cilindro graduado	Sedimentação	Velocidade de sedimentação (cm/s) Granulometria (mm)
pHmetro	pH	pH
Instrumentos de titulação	Teor de sólidos ativos	Equivalente de bentonita (lb/bbl, kg/m ³)
	Dureza	Dureza total (mg/L de cálcio)
	Salinidade	Concentração de cloreto (mg/L, ppg) Teor de sal (% do volume)
	Alcalinidade	Teor de íons hidroxila (mg/L) Teor de carbonato (mg/L) Teor de bicarbonato (mg/L) Teor de calcário (mg/L)
Lubricímetro	Lubricidade	Coeficiente de lubrificidade
Estufa rotativa	Corrosividade	Taxa de corrosão (kg/m ² ·ano)
	Envelhecimento	Degradação do fluido (medida pela variação de pH e parâmetros reológicos)

Fonte: Elaborada pela autora com base em *American Petroleum Institute* (2017), *Fann Instrument Company* (2009a, 2009c), *Naguyen* (2012), *National Association of Corrosion Engineers* (2005) e *Schrader* (2016).

4.1.1. Misturador

Parte importante do preparo das amostras é simular o processo de cisalhamento que a lama sofre nos equipamentos do poço. Em laboratório, essa condição pode ser simulada utilizando um misturador como o da Figura 3, embora o equipamento tenha limitações de velocidade e não consiga reproduzir os efeitos do bombeamento através dos orifícios da broca de perfuração (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Outra opção é um liquidificador de alta velocidade, mas só pode ser usado por tempos curtos devido ao rápido aquecimento.

Figura 3 – Mixer de bancada Halmilton Beach com um eixo

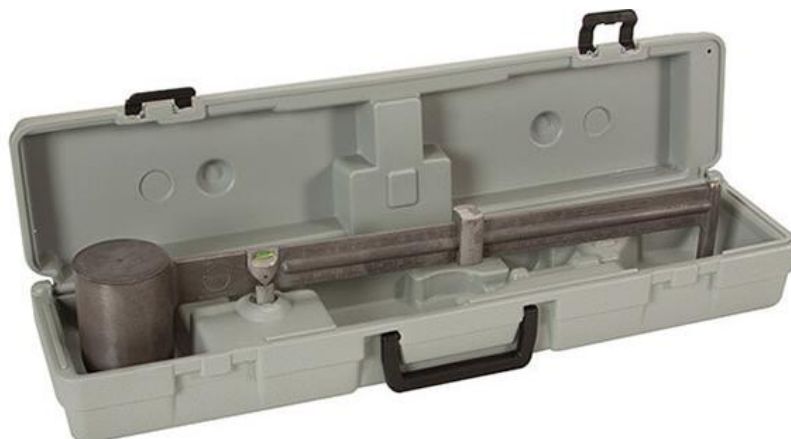


Fonte: Departamento de Engenharia Civil/PUC-Rio (2015).

4.1.2. Balança de lama

A balança de lama (Figura 4), também chamada de balança densimétrica, é o modo mais conveniente de medir a densidade da lama, já que o recipiente torna fácil obter um volume preciso, padrozinado pelo API. O resultado pode ser obtido em gramas por centímetro cúbico (g/cm^3), libras por galão (lb/gal ou ppg), libras por pé cúbico (lb/ft^3), densidade relativa (DR) ou em gradiente de pressão por unidade de profundidade (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

Figura 4 – Balança de lama



Fonte: Drillmine (2019).

A balança deve ser colocada numa superfície lisa e nivelada. A calibração da balança deve ser realizada periodicamente usando água pura. A 21°C, a leitura deve ser 8,33 lb/gal, que equivale à DR 1,0. Se houver diferença, deve-se ajustar o parafuso ao fim do braço graduado (SCHRADER, 2016).

4.1.2.1. Densidade

A medição da densidade da lama é realizada com frequência no decorrer da perfuração de um poço. Isso é necessário para garantir que a pressão exercida pela coluna de lama esteja dentro da faixa desejada, além de ser uma forma de perceber influxos de fluidos da formação. Esse é normalmente um dos primeiros testes realizados com amostras preparadas em laboratório, sendo uma forma de detectar inconsistências no preparo (MITCHELL, MISKA, 2011). O seguinte procedimento deve ser adotado:

1. Preparar uma amostra de lama com a composição e temperatura desejadas.
2. Encher completamente o copo da balança com a amostra.
3. Encaixar a tampa no copo, fixando-a com um movimento de torção. Certificar-se de que uma pequena quantidade do fluido escape pelo furo no topo, garantindo que o recipiente está completamente cheio.
4. Limpar o fluido que vazou, o exterior do copo e o braço da balança.
5. Apoiar a agulha no ponto de apoio e deslizar o peso ao longo do braço graduado até que o braço e o copo estejam balanceados.
6. Realizar a leitura na escala desejada pelo lado esquerdo do peso móvel.
7. Lavar o copo imediatamente após cada uso.

4.1.3. Funil Marsh

O funil Marsh e seu copo padronizado de medição (Figura 5) são instrumentos utilizados para medir empiricamente a viscosidade da lama. Sua vantagem é fornecer resultados quase instantâneos no local, permitindo que o engenheiro de lama perceba alterações rapidamente. O funil conta com uma grade lateral que permite a remoção de sólidos maiores, evitando que interfiram na medição (NAGUYEN, 2012; SCHRADER, 2016).

Figura 5 – Funil Marsh e copo de medição



Fonte: Drillmine (2019).

4.1.3.1. Viscosidade Marsh

A aferição da viscosidade pelo funil Marsh é uma maneira rápida de detectar mudanças na consistência de fluidos de perfuração. O tempo de escoamento medido é proporcional à densidade do fluido e é chamado de viscosidade Marsh. A medida obtida é empírica e influenciada pela densidade, que é alterada por mudanças no teor de sólidos, e pela taxa de gelificação, fenômeno que confere uma consistência de gel a fluidos em repouso (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Para a medição deve-se seguir o seguinte procedimento:

1. Segurar o funil na posição vertical, tapando a abertura inferior com o dedo indicador.
2. Despejar a lama através da malha até que o nível de fluido toque a parte inferior da grade.
3. Com o funil sobre o copo, remover o dedo da abertura e medir o tempo em segundos até que um quarto americano (0,946 L) do fluido escorra pelo orifício.

O copo padronizado de medição possui uma marcação indicando o nível exato equivalente a um quarto americano. O funil deve ser novamente enchido até a

grade ao realizar novas medições, uma vez que a altura da coluna de fluido no funil influencia os resultados.

4.1.4. Viscosímetro de rotação

A viscosidade também pode ser medida utilizando um viscosímetro de indicação direta, como o da Figura 6. Composto por um cilindro vazado e outro menor, concêntrico, o instrumento permite avaliar a variação da tensão de cisalhamento com a taxa de cisalhamento, através da velocidade de rotação. Alguns modelos possuem duas velocidades constantes, 300 ou 600 rpm, como os projetados para utilização em campo. Modelos mais completos possuem mais opções, inclusive 3 rpm, que é a velocidade necessária para a medição da força gel (SCHRADER, 2016).

Existem ainda modelos mais avançados de viscosímetros, que foram desenvolvidos especificamente para pesquisa e desenvolvimento de fluidos de perfuração. Eles permitem medições em temperaturas acima de 260°C, e pressões até 20.000 psi (ou 1400 kg/cm²), semelhantes às condições de reservatórios profundos, e podem ser acoplados a resfriadores para simular a viscosidade em temperaturas baixas como as encontradas em águas profundas (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

Figura 6 – Viscosímetro Fann com 6 velocidades de rotação



Fonte: Departamento de Engenharia Civil/PUC-Rio (2015).

4.1.4.1. Viscosidades e limite de escoamento

A viscosidade da lama pode ser obtida pelos ângulos lidos no visor em diferentes velocidades utilizando um viscosímetro de rotação. Se necessário, a temperatura do fluido deve ser ajustada para simular as condições de utilização. As medições

devem ser realizadas da maior para a menor velocidade de rotação de modo a minimizar a interferência da força gel nas leituras (SCHRADER, 2016).

1. Colocar uma amostra do fluido no copo do viscosímetro e ajustar a plataforma móvel para que o rotor esteja imerso exatamente até a marcação.
2. Ajustar a velocidade de rotação para 600 rotações por minuto (rpm). Aguardar até que o indicador se estabilize e realizar a leitura do ângulo.
3. Mudar a velocidade de rotação para 300 rpm. Esperar o indicador se estabilizar e realizar a leitura do ângulo.
4. Para obter uma curva mais completa do comportamento do fluido, repetir o passo 3 para as velocidades de 200, 100, 6 e 3 rpm, nesta ordem.

A viscosidade aparente do fluido, μ_a , pode ser calculada em centipoise (cP) pela eq.(4):

$$\mu_a = 300 \frac{\theta_N}{N} \quad (4)$$

Onde θ_N é o ângulo lido e N é a velocidade de rotação. A viscosidade plástica, μ_p , também em cP, pode ser obtida pela eq.(5):

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (5)$$

Por fim, o limite de escoamento, τ_y , em libras-força por 100 pés quadrados (lbf/100ft²) é dado pela eq.(6):

$$\tau_y = \theta_{300} - \mu_p \quad (6)$$

No Sistema Internacional de unidades, τ_y é dado em Pascals (Pa). Em campo, a conversão exata ($\tau_{y,Pa} = 0,511 * \tau_{y,lbf/100ft^2}$) costuma ser ignorada em favor de um resultado aproximado, dividindo o valor em lbf/100ft² por 2 (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

A viscosidade de fluidos de perfuração sofre muita variação em rotações muito baixas, e por isso é comum utilizar a força gel inicial para avaliar as propriedades de fluxo no espaço anular (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

4.1.4.2. Força gel e tixotropia

A tixotropia é uma propriedade encontrada em grande parte dos fluidos de perfuração, especialmente as lamas à base de água doce. Nos fluidos tixotrópicos, a interação elétrica entre as partículas em condição estática induz a formação de um gel (processo chamado de gelificação) quando em repouso, mas voltam ao estado fluido quando em movimento. Essa propriedade confere ao fluido a

capacidade de manter materiais em suspensão quando a circulação é interrompida (WILEY CRITICAL CONTENT, 2007).

A força gel do fluido, utilizada para medir sua taxa de gelificação, pode ser obtida com um viscosímetro de rotação que possua o ajuste de velocidade para 3 rpm. Assim como a viscosidade, pode ser necessário ajustar a temperatura do fluido antes da medição.

1. Ajustar a plataforma móvel para que o rotor esteja imerso na amostra do fluido exatamente até a marcação.
2. Ajustar a velocidade para 600 rpm por 10 segundos. Em seguida, deixar a amostra repousar por 10 segundos.
3. Iniciar o equipamento com a velocidade de rotação ajustada para 3 rpm e registrar o valor máximo alcançado pelo indicador.
4. Ajustar novamente a velocidade para 600 rpm por 10 segundos.
5. Deixar a amostra repousar por 10 minutos, então repetir a medição indicada no passo 3.

O valor obtido na primeira medição é a força gel inicial, ou a 10 segundos, dada em lbf/100ft², e mede a resistência inicial do fluido a entrar em fluxo. O segundo valor, também em lbf/100ft², consiste na força gel final, ou a 10 minutos, que mede a resistência do fluido a reiniciar o fluxo a partir do repouso. A diferença entre esses valores é o grau de tixotropia da lama (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

As duas medições seguem o padrão API; porém, alguns autores defendem que o valor a 10 minutos pode não ser uma boa indicação da força gel máxima para todos os fluidos (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Nesses casos, uma alternativa é deixar a lama em repouso por um intervalo de tempo maior.

4.1.5. Prensa de filtração

Para estudar as propriedades de filtração do fluido, utiliza-se uma prensa de filtração estática para bancada. A prensa padrão API consiste numa célula cilíndrica, com área de filtração de 45,8 cm², altura de 6,4 cm, e papel filtro padrão. A célula é pressurizada a 100 psi utilizando nitrogênio ou dióxido de carbono (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Devido à altura do suporte da prensa, uma proveta de 25 mL é usada para coletar o filtrado, mesmo que o volume de fluido exceda a capacidade do recipiente e seja preciso trocá-lo (SCHRADER, 2016). Existem modelos específicos para testes em temperaturas e pressões elevadas, chamados de prensas HPHT. Eles utilizam

recipientes especiais resistentes à pressão elevada e possuem sistema próprio de aquecimento (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2009a).

4.1.5.1. Volume de filtrado

Volume de filtrado é a quantidade de fluido coletado ao submeter uma amostra de lama a uma pressão de 100 psi (6,8 atm) por um intervalo de 30 minutos, numa prensa de filtração padrão API. Em geral, observa-se que o volume coletado é proporcional à raiz quadrada do tempo de teste. Por isso é comum reportar o volume de filtrado como o dobro do observado após 7,5 minutos de teste, em particular quando o volume de filtrado excede a capacidade do recipiente coletor (SCHRADER, 2016).

1. Verificar que todo o equipamento, especialmente a tela removível, esteja limpo e seco, e que não haja desgaste na filtração. Encher o recipiente com a amostra de fluido até meia polegada abaixo do topo.
2. Posicionar o papel filtro sobre a tela, encaixar com firmeza a tampa no recipiente e prender o conjunto no suporte.
3. Posicionar um recipiente graduado sob o tubo de drenagem para coletar o filtrado.
4. Conectar a mangueira de gás, fechar a válvula de alívio e ajustar o regulador de pressão para 100 psi. É necessário que a pressão seja alcançada em menos de 30 segundos para que não haja distorção nos resultados.
5. Começar a marcar o tempo de teste quando a pressão chegar a 100 psi.
6. Registrar o volume de fluido coletado após 7,5 minutos de teste.
7. Após 30 minutos, registrar o volume coletado no recipiente como o filtrado API (Figura 7a). Fechar o registro e abrir a válvula cuidadosamente.
8. Remover a célula do suporte quando a pressão sido liberada. Abrir a tampa cuidadosamente, evitando ao máximo perturbar o reboco formado sobre o papel filtro. Utilizar uma pisseta para remover o material não consolidado, aplicando um jato bem leve.
9. Anotar quaisquer observações sobre a consistência do reboco, como uniformidade e textura. É importante ressaltar que essa análise é subjetiva.
10. Medir a espessura do reboco com uma régua. O ideal é medir no centro do papel filtro. Para isso, convém remover metade do reboco do papel

(raspando com a lateral da régua, por exemplo) cuidadosamente para não perturbar a outra metade.

A espessura do reboco em unidades de campo é dada em polegadas (pol), com precisão de 1/32 de polegada, o que equivale a aproximadamente 0,8 mm.

No início do experimento, há um período em que a passagem de fluido ocorre a uma taxa mais elevada, até que o reboco formado sobre o papel filtro adquira a espessura e consistência necessárias para dificultar a passagem do filtrado. O volume de líquido coletado nesse período é chamado de filtrado inicial, ou *spurt loss* no inglês, e é um indicativo de quanto tempo o reboco na parede do poço levará para se tornar eficiente para selar a formação (ARJMAND; LATIFI; DEHVEDAR, 2017; DANTAS *et al.*, 2014). Quando esse volume é significativo, a proporcionalidade entre os resultados a 7,5 minutos e a 30 minutos não é seguida. Nesses casos, observa-se a relação entre os volumes descrita pela eq.(7).

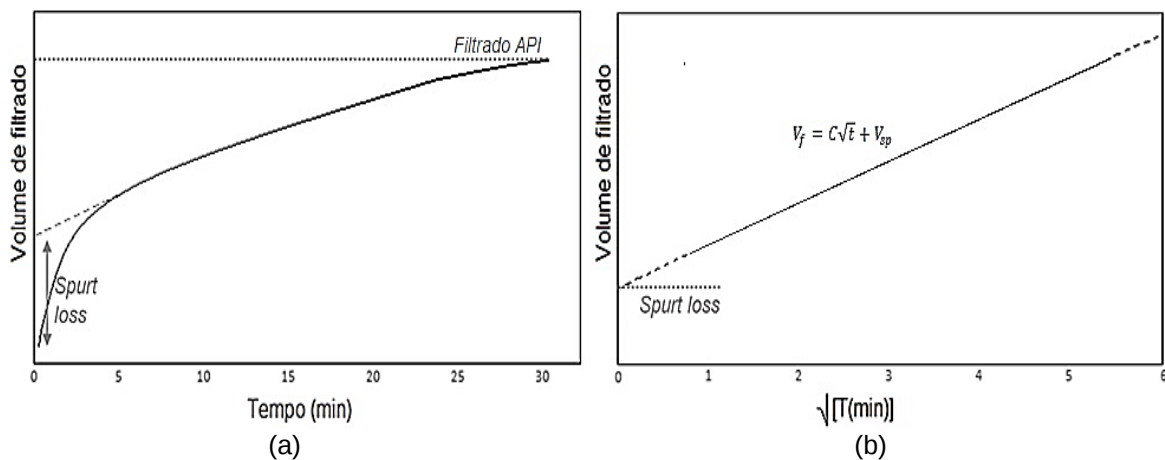
$$V_{30\text{min}} = 2(V_{7,5\text{min}} - V_{\text{spurt}}) + V_{\text{spurt}} \quad (7)$$

A melhor forma de determinar o filtrado inicial é construir um gráfico de volume de filtrado pela raiz do tempo (Figura 7b) e extrapolar para o instante zero, utilizando a linha de tendência linear, tal como na eq.(8):

$$V_{\text{filtrado}} = C * \sqrt{t} + V_{\text{spurt}} \quad (8)$$

Em que C é o coeficiente de filtração. Para melhorar a precisão do gráfico, convém registrar o volume coletado em intervalos de 1 minuto até a medição aos 7,5 minutos, e em intervalos de 2,5 ou 5 minutos a partir de então (SCHRADER, 2016).

Figura 7 – Gráfico típico de um teste de filtração (a) e curva do volume de filtrado em função da raiz do tempo (b)



Fonte: A autora.

4.1.6. Retorta de lama

A retorta de lama (Figura 8) é um equipamento utilizado para separar água, óleo e sólidos em um fluido à base de água, possibilitando determinar o teor de cada fase em uma WBM ou em emulsões à base de óleo. As retortas padrão API possuem capacidade para amostras de 10 ou 20 ml e unidades térmicas com potência suficiente para vaporizar a amostra em menos de 15 minutos sem que os sólidos transbordem. É recomendável polir periodicamente o recipiente de fluido com palha de aço (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

Figura 8 – Equipamento para retorta Fann e acessórios



Fonte: Fann Instrument Company (2009c).

4.1.6.1. Teor de sólidos, água e óleo

O conteúdo de sólidos, água e óleo em um fluido de perfuração pode ser determinado por destilação, um processo que é chamado de teste de retorta. O equipamento usado aquece a amostra até vaporizar os líquidos, que são então condensados a 20°C em um recipiente graduado, permitindo a leitura dos volumes de água e óleo (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2009c). O seguinte procedimento deve ser seguido:

1. Remover o conjunto de retorta do bloco de isolamento. Utilizar a espátula para separar o recipiente de fluido do conjunto. Certificar-se de que o recipiente está completamente limpo, seco e à temperatura ambiente. Se necessário raspar o interior do recipiente e a tampa com a espátula.
2. Encher o compartimento superior com palha de aço fina (Nº 0).

3. Num misturador, agitar o fluido em velocidade alta até uniformizá-lo. A amostra deve estar à temperatura de aproximadamente 27°C.
4. Encher completamente o recipiente de fluido com a amostra. Encaixar a tampa, certificando-se de que uma pequena quantidade do fluido escape, garantindo que não há ar no recipiente.
5. Limpar o fluido que vazou. Recolocar o conjunto no bloco e fechar a capa de isolamento. Limpar e secar a saída do condensador.
6. Colocar uma gota de agente molhante na proveta graduada. Posicionar a proveta sob a saída do condensador.
7. Ligar o equipamento. Manter o aquecimento por alguns minutos após não observar saída de fluido ou até que a retorta desligue automaticamente (se o modelo possuir controle termostático automático).
8. Realizar a leitura do volume de água e de óleo na proveta. Caso seja necessário, adicionar uma gota de agente molhante para melhorar a visualização.

Utilize luvas resistentes a altas temperaturas para manipular a capa e especialmente o conjunto de retorta após o uso. A porcentagem em volume de água pode ser calculada pela eq.(9):

$$Teor_{\text{Água}} = 100 * \frac{V_{\text{água}, 20^{\circ}\text{C}}}{V_{\text{fluido de perfuração}}} \quad (9)$$

Analogamente, o teor de óleo na amostra (% em volume) é calculado pela eq.(10):

$$Teor_{\text{Óleo}} = 100 * \frac{V_{\text{óleo}, 20^{\circ}\text{C}}}{V_{\text{fluido de perfuração}}} \quad (10)$$

Por fim, o teor de sólidos (% em volume) na amostra é obtido pela eq.(11):

$$Teor_{\text{Sólidos}} = 100 - \frac{(V_{\text{água}, 20^{\circ}\text{C}} + V_{\text{óleo}, 20^{\circ}\text{C}})}{V_{\text{fluido de perfuração}}} \quad (11)$$

4.1.7. Peneira de areia

O teste API de areia mede o volume de partículas maiores que a malha 200 contido no fluido de perfuração. São utilizados um tubo de vidro graduado e uma peneira acoplada a um funil (Figura 9), que possibilitam a determinar o teor de areia na lama. As marcações do tubo de vidro permitem ler diretamente a porcentagem de areia em volume (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

Figura 9 – Kit de medição de teor de areia



Fonte: Drillmine (2019).

4.1.7.1. Teor de areia

A quantidade de areia presente na lama precisa ser monitorada, pois seu excesso aumenta a taxa de desgaste dos equipamentos, em especial os de superfície, leva à formação de rebocos muito espessos nas paredes do poço e pode intensificar a deposição de sedimentos no fundo. A medição é realizada da seguinte forma:

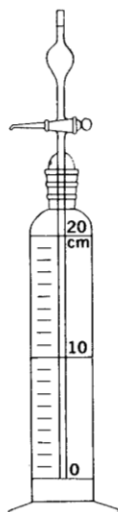
1. Encher o tubo graduado de lama até a primeira marca.
2. Completar o tubo com água destilada até a segunda marca. Para fluidos à base de óleo, substituir a água por óleo diesel. Cobrir a abertura do tubo e agitar vigorosamente.
3. Despejar a mistura através da peneira e descartar o fluido que passar. Acrescentar mais água destilada (ou óleo), agitar e despejar pela peneira. Convém utilizar a pisseta para auxiliar na lavagem. Repetir o processo até todas as partículas mais finas que a malha 200 sejam removidas.
4. Inverter a peneira e encaixar o funil, inserindo a ponta no tubo graduado. Utilizar um jato fino de água para lavar todo o material restante na peneira para dentro do tubo.
5. Esperar toda a areia assentar no fundo do tubo. Utilizando a escala no tubo graduado, realizar a leitura da porcentagem de areia em volume.
6. Se for identificada a presença de outros materiais que foram retidos pela malha, como modificadores de densidade com granulometria muito grossa, isto também deve ser reportado.

4.1.8. Recipiente para sedimentação

Existem instrumentos específicos para ensaios de sedimentação. A pipeta de Andreasen (Figura 10) é o mais preciso, tendo as propriedades que influem no

resultado (volumes e alturas) fixas e permitindo analisar a distribuição de tamanho das partículas, além de não agitar a suspensão durante a medição (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Outra alternativa mais simples é realizar a sedimentação num recipiente cilíndrico suficientemente largo, como uma proveta de 500 mL (FOUST *et al.*, 1982).

Figura 10 – Pipeta de Andreasen para sedimentação gravitacional



Fonte: Apotekers (2016)¹.

4.1.8.1. Sedimentação

A sedimentação ocorre quando há uma separação gravitacional entre os sólidos suspensos e a matriz do fluido (FOUST *et al.*, 1982). Na perfuração, o fenômeno é observado em lamas com elevado teor de sólidos ou baixa força gel, e em poços com longos trechos horizontais.

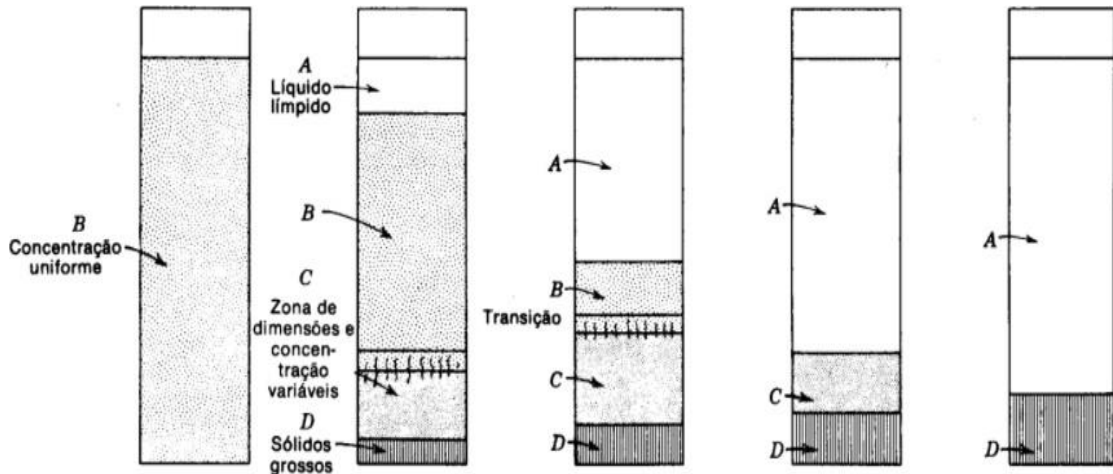
O procedimento para sedimentação em recipiente suficientemente largo é:

1. Num misturador, agitar o fluido em velocidade alta por tempo suficiente para garantir a uniformidade e a separação de todas as aglomerações.
2. Encher uma proveta de 500 mL com a lama e colocá-la em repouso.
3. Observar a separação entre os sólidos e a matriz ao longo do tempo. As partículas mais pesadas sedimentam mais depressa, criando zonas de concentrações variáveis na proveta, até que se forme uma lama grossa no fundo e reste um líquido límpido acima, como ilustrado pela Figura 11.
4. À medida que a separação ocorrer, registrar o tempo em segundos para que as partículas de cada tamanho se depositem no fundo do recipiente.

¹ Apotekers. *Andreasen apparatus for determining particle size by the gravity sedimentation method*. 8/10/2016. Disponível em: <<http://www.apotekers.com/2016/10/what-is-micromeritics-importance-of.html>> Acesso em: 03/12/2017.

5. Medir a distância entre o líquido límpido e a camada de sólidos em análise.
6. Medir (ou estimar) o diâmetro médio das partículas em análise.
7. Repetir os passos 4 a 6 até que as partículas de todas as granulometrias tenham se depositado.

Figura 11 – Sedimentação em proveta



Fonte: Foust et al. (1982).

A velocidade de sedimentação das partículas está relacionada a seu raio (r), em centímetros, segundo a lei de Stokes, como mostra a eq.(12):

$$r = \sqrt{\frac{9d * \mu}{2(\rho_p - \rho_m) * g * t}} \quad (12)$$

Em que d é a distância medida em centímetros, μ é a viscosidade do fluido em poises, ρ_p e ρ_m são as gravidades específicas da partícula e da matriz, respectivamente, t é o tempo do teste em segundos e g é a constante gravitacional em cm/s^2 . Como essa lei se baseia na não interferência entre as partículas, o resultado só é válido para concentrações de sólidos em suspensão inferiores a 1% em volume, o que limita sua aplicabilidade para lamas de perfuração (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

4.1.9. Medidor de pH

Para determinar o pH da lama de perfuração duas formas são usadas: tiras medidoras e pHmetro. As tiras medidoras de pH são feitas de papel impregnado com substâncias que variam de cor quando expostas a soluções de diferentes pHs. Não é, entretanto, um método eficiente para fluidos à base de água salgada, pois os íons em solução distorcem os resultados (BOURGOYNE JR. et al., 1986).

Já o medidor de pH, também conhecido como pHmetro, determina o pH medindo o potencial elétrico entre a solução e um eletrodo de referência. O equipamento deve ser recalibrado periodicamente com soluções tampão, sendo normalmente utilizadas soluções de pH 7,000 e 4,005. O pHmetro é mais preciso que soluções indicadoras e capaz de medir o pH mesmo em filtrados escuros, que distorcem a coloração dos indicadores (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

4.1.10. Equipamento de titulação

A determinação da concentração de diversos íons é realizada através de análises químicas padronizadas, efetuadas com um equipamento de titulação (Figura 12), que consiste numa bureta presa a um suporte por uma garra, suspensa sobre um recipiente, geralmente um erlenmeyer, que é agitado manualmente ou utilizando um agitador magnético.

Figura 12 – Instrumentos para titulação



Fonte: The Lab Depot (n.d.)².

Diversas informações sobre as propriedades químicas podem ser obtidas pela titulação. O API determina que relatórios de análises de lama devam conter no mínimo as concentrações de OH^- , Cl^- e Ca^{2+} (BOURGOYNE JR. *et al.*, 1986).

4.1.10.1. Teor de sólidos ativos

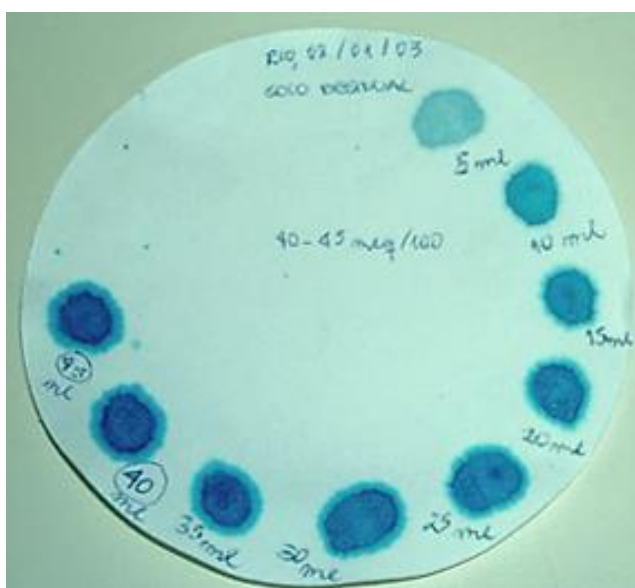
O Teste de Azul de Metileno é realizado para determinar o teor de sólidos ativos, ou bentoníticos, e assim avaliar a capacidade de troca de cátions do fluido de

²The Lab Depot. *TLD Titration Kit*. (n.d.) Disponível em: <<http://www.labdepotinc.com/p-60301-tld-titration-kit.php>> Acesso em: 05/12/2017

perfuração, propriedade que interfere na hidratação de argilas. O teste é realizado após a adição de peróxido de hidrogênio para remover materiais orgânicos, que interferem com o resultado (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). O azul de metileno, quando em solução aquosa ou etanólica, é absorvido por materiais carregados negativamente numa troca iônica irreversível, cuja velocidade decresce à medida que as posições de troca são preenchidas (DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL/PUC-RIO, 2015). O ponto de viragem pode ser identificado pelo “método da mancha”, descrito a seguir:

1. Diluir 2 mL do fluido de perfuração em 10 mL de água destilada.
2. Adicionar 15 mL de solução de 3% de peróxido de hidrogênio e 0,5 mL de solução padrão de ácido sulfúrico 0,02 N.
3. Ferver a solução suavemente por 10 minutos (sem deixar secar) e em seguida diluir para 50 mL com água destilada.
4. Adicionar azul de metileno em incrementos de 0,5 mL e, com o auxílio de um bastão de vidro, pingar uma gota da solução num papel filtro, formando uma “mancha”. Repetir até que o corante apareça como um anel azul ao redor dos sólidos secos, indicando sua saturação, como pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 – Ensaio de teor de sólidos com azul de metileno



Fonte: Departamento de Engenharia Civil/PUC-Rio (2015).

5. Havendo dúvidas quanto a o ponto de viragem, agitar o recipiente por 2 minutos e então pingar novamente a gota no papel filtro. Se o anel azul continuar visível, o volume final de azul de metileno foi alcançado, do

contrário prosseguir com o teste (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

O equivalente de bentonita ao teor de sólidos ativos no fluido é dado pela eq.(13):

$$Bentonita_{Equivalente} = C * \frac{V_{azul\ de\ metileno}}{V_{fluido\ de\ perfuração}} \quad (13)$$

Onde C é uma constante que depende da unidade desejada: assume valor 5 para obter a concentração em libras por barril (lb/bbl) e 14,25 para quilogramas por metro cúbico (kg/m³) (CAENN, DARLEY, GRAY, 2011).

4.1.10.2. Dureza

O teste de dureza da água pelo método EDTA (do inglês *ethylenediamine tetraacetic acid*) utiliza um composto orgânico que se combina com os íons Ca²⁺ e Mg²⁺ dissolvidos no filtrado, formando complexos que podem ser identificados pela adição de indicadores. O teste deve ser realizado em área bem ventilada, preferencialmente numa capela de exaustão de gases, devido à liberação de gás cloro (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2009a).

1. Diluir 1 a 2 mL do filtrado em 10 mL de solução de hipoclorito de sódio.
2. Adicionar 1 mL de solução de 10% de ácido acético anidro.
3. Ferver a solução até remover o excesso de cloro. Testar utilizando tiras medidoras de pH (que descolorem quando o cloro ainda está presente). Se necessário, repor o volume da solução utilizando água deionizada. Realizar esta etapa numa capela, devido à liberação de gás cloro.
4. Resfriar a amostra e lavar as laterais do recipiente com água deionizada.
5. Diluir a solução para 50 mL com água deionizada. Em seguida adicionar 2 mL de solução *buffer* de dureza.
6. Adicionar 2 a 6 gotas de solução indicadora de dureza. A solução se tornará vermelha na presença de Ca ou Mg.
7. Titular lentamente com solução EDTA, agitando constantemente. A solução passará gradativamente de vermelha a azul. O volume final de EDTA é atingido quando não há mais alteração na cor.

A dureza total, expressa pelo equivalente em miligramas por litro (mg/L) de cálcio, é calculada pela eq.(14):

$$Dureza_{Total} = 400 * \frac{V_{EDTA}}{V_{filtrado}} \quad (14)$$

4.1.10.3. Salinidade

A salinidade do fluido é obtida pelo teste de concentração de íons cloreto no filtrado, uma vez que os sais de cloro, principalmente NaCl e KCl, são predominantes na lama de perfuração (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). O teste utiliza nitrato de prata para formar um precipitado vermelho, facilmente identificável. O seguinte método deve ser utilizado:

1. Diluir 2 a 3 gotas de solução de fenolftaleína em 1 a 2 mL do filtrado. Se a solução se tornar rosa, adicionar ácido sulfúrico (solução padrão 0,02 N) gota a gota até a cor desaparecer, agitando constantemente.
1. Adicionar 1 g de carbonato de cálcio e agitar bem.
2. Adicionar 50 mL de água destilada e 10 gotas de solução de cromato de potássio.
3. Titular gota a gota com solução de nitrato de prata 4,79 g/L, agitando constantemente, até que a coloração passe persistentemente de amarelo para laranja avermelhado.
4. Se o volume de titulante atingir 1 mL sem que haja uma mudança visível na coloração, trocar para a solução de nitrato de prata 47,91 g/L. Titular gota a gota agitando constantemente até chegar à coloração avermelhada.

A concentração de cloreto em mg/L é calculada pela eq.(15):

$$Concentr_{Cloreto} = 1000 * \frac{V_{nitrato\ de\ prata\ 4,79\ g/L}}{V_{filtrado}} \quad (15)$$

Se for utilizada a solução de nitrato mais concentrada, utilize a eq.(16):

$$Concentr_{Cloreto} = 10000 * \frac{(V_{nitrato\ de\ prata\ 47,91\ g/L} + 0,1)}{V_{filtrado}} \quad (16)$$

A concentração de sal no filtrado (equivalente à salinidade da fase aquosa da lama) é expressa em ppm e pode ser obtida através da conversão descrita pela eq.(17):

$$Cloreto_{ppm} = \frac{Cloreto_{mg/L}}{Densidade\ relativa_{filtrado}} \quad (17)$$

Porém, a densidade relativa do filtrado nem sempre está disponível. Nesses casos é possível obter a salinidade da lama utilizando a Tabela 6. Nela são feitas algumas simplificações, como o uso de uma relação aproximada entre as densidades do cloreto e do NaCl ($NaCl_{mg/L} = 1,65 * Cloreto_{mg/L}$) e a suposição de que a massa

total de sal é igual à massa equivalente de NaCl para a mesma concentração de Cl^- (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2009a).

Tabela 6 – Relação entre o volume de cloreto, a porcentagem em volume de sal (NaCl) e a densidade relativa da fase aquosa do fluido de perfuração

Cloreto (mg/L)	Volume de sal (%)	Densidade relativa da fase líquida
5.000	0,3	1,004
10.000	0,6	1,010
20.000	1,2	1,021
30.000	1,8	1,032
40.000	2,3	1,043
60.000	3,4	1,065
80.000	4,5	1,082
100.000	5,7	1,098
120.000	7,0	1,129
140.000	8,2	1,149
160.000	9,5	1,170
180.000	10,8	1,194
188.650	11,4	1,197

Fonte: Fann Instrument Company (2009a, p. 9).

4.1.10.4. Alcalinidade e teor de calcário

A alcalinidade é a capacidade de uma substância de neutralizar ácidos. Seu controle é essencial para garantir a eficiência de alguns aditivos que requerem pH elevado para atuar, como alguns redutores de viscosidade (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

Nas lamas de perfuração, os principais íons responsáveis pela alcalinidade são hidroxila (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}) e bicarbonato (HCO_3^-). A alcalinidade vinda dos íons OH^- é considerada benéfica, enquanto CO_3^{2-} e HCO_3^- podem ter efeitos adversos na performance do fluido. Uma estimativa da influência de cada um deles é obtida comparando os resultados da titulação do filtrado com diferentes indicadores, embora os valores possam ser distorcidos pela presença de alguns compostos, como sulfetos, fosfatos e redutores de viscosidade orgânicos. O seguinte procedimento é utilizado:

1. Diluir 2 a 5 gotas (o suficiente para visualizar a cor) de solução de fenolftaleína em 1 mL do filtrado. Se a solução se tornar rosa, adicionar solução de ácido sulfúrico 0,02 N gota a gota até a cor desaparecer, agitando constantemente.
2. Registrar o volume de ácido sulfúrico utilizado em mililitros como a alcalidade do filtrado por fenolftaleína (indicada como P_f). Se a cor do filtrado dificultar a visualização da coloração, verificar o pH do titulado com o pHmetro. O ponto de viragem equivale ao pH 8,3.
3. Adicionar 2 a 3 gotas de solução de alaranjado de metila à mesma amostra usada na titulação. A solução se tornará amarelada. Adicionar solução de ácido sulfúrico 0,02 N gota a gota, agitando constantemente, até a cor mudar de amarelo a laranja avermelhado.
4. Registrar o volume total de ácido sulfúrico em mililitros (incluindo o volume utilizado no passo 1) como a alcalinidade por alaranjado de metila (denotada por M_f). Se necessário, confirmar que o ponto de viragem foi alcançado utilizando o pHmetro, que deve ler pH 4,3 na solução.

As concentrações dos íons hidroxila, carbonato e bicarbonato podem ser estimadas pela relação entre os resultados obtidos utilizando a Tabela 7.

Tabela 7 – Relação estimada entre as alcalinidades do filtrado por fenolftaleína e por alaranjado de metila e as concentrações dos íons hidroxila, carbonato e bicarbonato

Relação entre P_f e M_f	OH^- (mg/l)	CO_3^{2-} (mg/l)	HCO_3^- (mg/l)
$P_f = 0$	0	0	$1220 * M_f$
$2P_f < M_f$	0	$1200 * P_f$	$1220 * (2P_f - M_f)$
$2P_f = M_f$	0	$1200 * P_f$	0
$2P_f > M_f$	$340 * (2P_f - M_f)$	$1200 * (2P_f - M_f)$	0
$P_f = M_f$	$340 * M_f$	0	0

Fonte: American Petroleum Institute (2017, p. 44).

O teste de alcalinidade também pode ser utilizado para determinar o teor de calcário no fluido, que é um indicativo de contaminação por cimento. Para isso, é preciso conhecer o teor de água na amostra, que pode ser obtido utilizando uma retorta de lama (como descrito no item 4.2.9), a alcalidade do filtrado por fenolftaleína (P_f) e a alcalidade da lama como um todo por fenolftaleína

(AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017). A última é determinada da seguinte forma:

1. Diluir 1 mL do fluido de perfuração em 50 mL de água destilada.
2. Adicionar 4 a 5 gotas de solução de fenolftaleína. Se a solução se tornar rosa, titular com solução de ácido sulfúrico 0,02 N gota a gota até a cor desaparecer.
3. Se houver suspeita de contaminação por cimento, realizar a titulação tão rápido quanto possível. O ponto de viragem será a primeira vez em que a coloração rosa desaparecer (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).
4. Registrar o volume em mililitros de ácido sulfúrico utilizado como a alcalidade da lama por fenolftaleína (indicada como P_{df}). Se houver dificuldade em visualizar o ponto de viragem devido à coloração da solução, verificar com o pHmetro se o pH da solução chegou a 8,3.

O teor de calcário no fluido de perfuração (em kg/m³) pode ser calculado pela eq.(18):

$$Teor_{Calcário} = 0,742 * (P_{df} - F_{água} * P_f) \quad (18)$$

Onde $F_{água}$ é a fração volumétrica de água na lama de perfuração, expressa na forma decimal ($F_{água} = Teor_{Água}/100$).

4.1.11. Lubricímetro

O testador de lubricidade (Figura 14), também chamado de lubricímetro, avalia o coeficiente de atrito do fluido de perfuração. Um coeficiente elevado significa uma elevada perda de carga ao longo do trajeto, exigindo uma pressão mais alta nas bombas de injeção (ARAÚJO, 2015). Não é recomendável remover o anel do eixo de rotação entre leituras, evitando assim alterar o alinhamento entre ele e o bloco para o qual o fator de correção foi medido (OFI TESTING EQUIPMENT INC., 2015a).

Figura 14 – Testador de lubricidade OFITE



Fonte: OFI Testing Equipment (2015a).

O anel e o bloco de testes se desgastam com o uso, o que altera a leitura da água e, com isso, o fator de correção. Após algum tempo, essas peças precisam ser substituídas. No caso do equipamento da marca Fann (2009b), por exemplo, o anel deve ser substituído quando o diâmetro externo do anel estiver 0,05 polegada menor (1,27 mm) que o original, e o bloco quando o desgaste chegar a 0,1 pol (2,54 mm) de profundidade. Já a OFITE (2015) recomenda substituí-los quando a leitura do coeficiente de atrito para a água a 60 rpm e 150 in·lbf for diferente de 34 ± 2 .

4.1.11.1. Lubricidade

A lubricidade dos fluidos de perfuração, em geral conferida por aditivos lubrificantes ou pelo uso de óleo como base do fluido, é uma propriedade que varia consideravelmente com a temperatura, podendo requerer o aquecimento da amostra antes do ensaio para simular as condições de utilização, e deve ser realizado idealmente após o envelhecimento (ARAÚJO, 2015).

1. Verificar que o equipamento, especialmente o anel e o bloco de testes, esteja completamente limpo. É recomendável utilizar um produto de limpeza com cloro ativo (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2009b) ou acetona e água deionizada (OFI TESTING EQUIPMENT INC., 2015a) antes de iniciar os testes para remover quaisquer traços de óleo.

2. Posicionar o anel na extremidade do eixo de rotação. Utilizar uma chave inglesa, garantindo que a porca esteja bem apertada. Posicionar o bloco no suporte, com a indentação voltada para o eixo, sem deixar que o anel e o bloco se toquem. Evite tocar nas peças de metal com as mãos nuas.
3. Encher o recipiente do lubricímetro com água deionizada. Em seguida ajustar a rotação para 60 rpm e torque para 150 polegadas-libras força (in·lbf). Após 15 minutos realizar a leitura da água. Esvaziar e secar o recipiente.
4. Num misturador, agitar o fluido de perfuração em velocidade alta por 5 minutos.
5. Transferir o fluido para o recipiente do lubricímetro. Em seguida ajustar a rotação para 60 rpm e torque 0 por 5 minutos.
6. Aplicar um torque de 150 in·lbf. Realizar a leitura após 5 minutos.

O coeficiente de lubricidade, adimensional, é calculado pela eq.(19), utilizando o fator de correção obtido pela eq.(20):

$$Coe_{Lubricidade} = Fator_{Correção} * \frac{Leitura_{fluido}}{100} \quad (19)$$

$$Fator_{Correção} = \frac{34}{Leitura_{água}} \quad (20)$$

4.1.12. Estufa rotativa

Para simular as alterações que ocorrem nos fluidos de perfuração ao serem submetidos ao calor elevado do interior dos poços por longos períodos, o ideal é utilizar um forno ou estufa com controle de temperatura (Figura 15). Manipular as células aquecidas exige o uso de luvas resistentes a altas temperaturas.

Figura 15). As estufas rotativas são ideais para o envelhecimento de amostras de fluidos, pois os rolos motorizados permitem um aquecimento mais uniforme e próximo ao que ocorre no interior dos poços e ajudam a manter os sólidos dispersos no fluido (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2005). O envelhecimento aquecido deve ser realizado em células adequadas para a temperatura, embora recipientes de plástico ou vidro possam ser utilizados para temperaturas inferiores a 66°C (SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY, 2019a). A estufa também pode ser usada para aquecer as amostras até a temperatura de utilização, antes da realização dos demais testes. Manipular as células aquecidas exige o uso de luvas resistentes a altas temperaturas.

Figura 15 – Estufa rotativa Fann



Fonte: Fann Instrument Company (2007).

4.1.12.1. Envelhecimento

O envelhecimento é um processo utilizado para apurar as propriedades reológicas de uma amostra de fluido de perfuração. O procedimento adotado depende das condições que se deseja reproduzir, e tem duração variável, de dezesseis horas a cerca de uma semana. A lama pode ser mantida em repouso e à temperatura ambiente, um processo chamado de envelhecimento estático, utilizado para avaliar a degradação do fluido com o tempo decorrido desde o preparo. Já para reproduzir as condições a que o fluido é submetido no interior de um poço a elevadas profundidades deve-se realizar o envelhecimento em um forno rotativo, no qual a lama é submetida a um calor controlado e agitação constante (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2007).

As amostras devem ser acondicionadas em células de envelhecimento (Figura 16), feitas de material resistente à temperatura e à corrosão, embora sejam necessários modelos específicos para suportar a pressão interna e manter o fluido em estado líquido quando a célula é submetida a temperaturas superiores à de ebulição (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2005).

Figura 16 – Célula de envelhecimento de lama para altas temperaturas

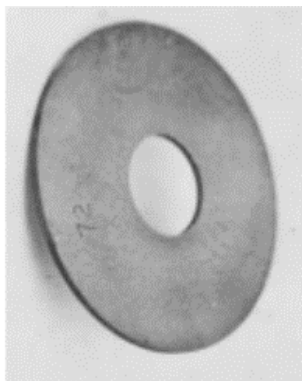


Fonte: Fann Instrument Company (2005).

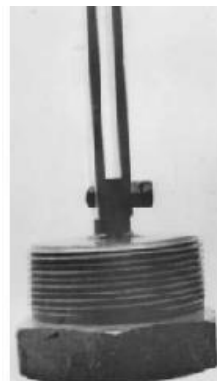
4.1.13. Cupons planos de metal

Os ensaios de corrosividade são realizados utilizando cupons planos, de formato retangular ou circular (Figura 17a). Idealmente, esses cupons devem ter a mesma composição dos tubos utilizados na coluna de perfuração. Entretanto, se houver contato do cupom com a parede do recipiente metálico em que o ensaio é realizado, a diferença de potencial entre os metais pode se formar uma célula galvânica, em que a corrosão é intensificada. Para evitar distorcer os resultados, são utilizados suportes feitos de material não metálico que mantenham os cupons no centro da célula, sem contato com o recipiente, como mostra a Figura 17b.

Figura 17 – Cupom plano circular (a) e suporte para cupons retangulares com apoio, parafuso, separador e porca não metálicos (b)



(a)



(b)

Fonte: Adaptado de National Association of Corrosion Engineers (2005).

4.1.13.1. Corrosividade

Durante a perfuração de um poço, a corrosão é monitorada através dos *drill pipe coupons*, também chamados de cupons disco, que são anéis com a mesma composição da tubulação colocados em pontos estratégicos da coluna de perfuração. O anel é exposto ao fluido de perfuração por um período de tempo entre 40 horas (tempo mínimo para evitar a distorção dos resultados pela corrosão muito mais intensa que ocorre nas primeiras horas) e 7 dias, e então inspecionado por danos visíveis e perda de massa ou de espessura (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

Em laboratório, esse processo é simulado colocando cupons planos em amostras de lama, então revirando ou rotacionando continuamente o recipiente por todo o tempo de teste (NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, 2005). As células de teste de corrosividade, feitas para testes em temperaturas e pressões elevadas, contam com um suporte não metálico que evita o contato do cupom com as paredes do recipiente (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Uma alternativa é adaptar um suporte dentro de uma célula de envelhecimento de lama desde que as partes em contato com o cupom sejam de material não metálico (Figura 18), possibilitando o uso de uma estufa rotativa para agitação e aquecimento (LESSA *et al.*, 2017), como descrito a seguir.

Figura 18 – Suporte adaptado para célula de envelhecimento de lama com cupom plano retangular



Fonte: Lessa *et al.* (2017).

1. Pesar o cupom plano em uma balança eletrônica. Certificar-se de que o cupom está completamente limpo e seco. Como a variação da massa pode ser pequena, é recomendável o uso de uma balança analítica.

2. Prender o cupom ao suporte, evitando contaminar a superfície. Colocar o suporte dentro de uma célula de envelhecimento de lama.
3. Num misturador, agitar o fluido em velocidade alta até uniformizá-lo, então encher a célula de teste com a amostra até a altura indicada.
4. Encaixar com firmeza a tampa no recipiente. Se for necessário pressurizar a amostra, conectar a mangueira de gás e ajustar o regulador de pressão para o valor desejado. Fechar bem a válvula de alívio.
5. Colocar a célula na estufa rotativa e ajustá-la para a temperatura desejada. Manter o movimento de rolagem ativo durante toda a duração do teste.
6. Resfriar a célula de envelhecimento antes de abrir a válvula de alívio. Quando a pressão tiver sido liberada, remover a tampa cuidadosamente.
7. Limpar o cupom com álcool isopropílico ou acetona. Pode ser necessário, principalmente em amostras contendo óleo, remover o resíduo mergulhando brevemente em solvente à base de tolueno, que deve ser evaporado numa capela antes do enxágue com água destilada.
8. Imergir o cupom por 1 hora em solução de ácido clorídrico 15%, adicionando 1 mL de inibidor de corrosão por litro de solução.
9. Lavar em água corrente e em seguida mergulhar o cupom em solução saturada de bicarbonato de sódio por 1 minuto para neutralizar o ácido.
10. Enxaguar com água destilada utilizando uma pisseta e em seguida novamente com álcool isopropílico ou acetona. Secar ao ar ou com vento morno fraco e pesar o cupom em balança eletrônica.

A taxa de corrosão, em quilogramas por metro quadrado-ano ($\text{kg/m}^2 \cdot \text{ano}$) é dada pela eq.(21):

$$Taxa_{\text{corrosão}} = 87,6 * \frac{\Delta m}{A_{\text{cupom}} * t} \quad (21)$$

Onde Δm é a perda de massa em mg, A_{cupom} é a área do cupom em cm^2 e t é o tempo de exposição ao fluido em horas.

4.1.14. Versões alternativas e kits portáteis

Vários destes testes são também frequentemente executados em campo. Por isso, algumas empresas disponibilizam conjuntos de equipamentos arranjados em caixas de transporte, usualmente feitas de aço, para facilitar o transporte e a utilização, proteger os instrumentos contra impactos e manter os materiais organizados. As

faculdades Montana Tech (SCHRADER, 2016) e New Mexico Tech (NAGUYEN, 2012), por exemplo, adotam o uso desses kits nas aulas de laboratório, pela praticidade e para familiarizar os alunos com o que devem encontrar na indústria. Alguns itens possuem também versões alternativas que podem facilitar sua instalação no laboratório. É o caso da prensa de filtração (Figura 19), que pode ser conectada a uma rede de distribuição de gás, a um cilindro de gás comprimido (OFI TESTING EQUIPMENT INC., 2013) ou pressurizada com um cartucho de gás carbônico de uso único, suficiente para manter a pressão em 100 psi ao longo de um teste (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2007).

Figura 19 – Prensa de filtração padrão API com cilindro de nitrogênio



Fonte: OFI Testing Equipment (2013).

Existe ampla seleção de kits de testes de campo. Alguns são montados para a execução de um teste específico, como o Kit de Teste de Azul de Metileno das empresa OFITE (OFI TESTING EQUIPMENT INC., 2017), que contém as soluções necessárias, papel filtro, instrumentos de titulação e agitador magnético com aquecedor. Outros agrupam os itens necessários para um tipo de análise, como o Kit de Análise de Filtrado da OFITE (OFI TESTING EQUIPMENT INC., [201-]), que contém os reagentes e instrumentos para testes de alcalinidade, dureza, cloretos, cálcio e magnésio.

Existem ainda conjuntos como o Kit Frontier (Figura 20), que conta com versões portáteis dos equipamentos de laboratório, como viscosímetro, prensa de filtração e retorta, além de peneira de areia e materiais para titulação (OFI TESTING EQUIPMENT INC., 2015b). A Fann dispõe de opções similares, como o Porta Lab,

cujas frentes foram pensadas para formar uma mesa de trabalho quando abertas, facilitando seu uso em campo (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2015b).

Figura 20 – Kit de teste de lama Frontier, da OFITE



Fonte: OFI Testing Equipment (2015b).

4.2. SEGURANÇA E PREPARO DAS AMOSTRAS

4.2.1. Equipamentos de segurança

O uso dos equipamentos de proteção individual (EPI) é essencial durante toda a permanência no laboratório. Esses equipamentos incluem: avental (em tecido não inflamável, com mangas longas e fechado até a altura do pescoço), óculos de proteção (se necessário, em modelo adequado para sobrepor óculos de grau) e luvas descartáveis em material adequado. Deve-se evitar o uso de lentes de contato no laboratório, mesmo com os óculos de proteção. Além dos EPIs, é necessário utilizar calças compridas e sapatos fechados, remover jóias e bijuterias dos braços e mãos (especialmente anéis) e se necessário manter o cabelo preso ou utilizar uma touca (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012; SCHRADER, 2016).

Nos experimentos em que é preciso manipular ácidos fortes ou concentrados, as luvas utilizadas devem ser resistentes a ácido, geralmente nitrílicas ou em PVC, e pode ser recomendável usar máscara de proteção. Ao operar equipamentos aquecidos, deve-se utilizar luvas resistentes a temperaturas elevadas, em geral em *kevlar*. A Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos (FISPQ) é obrigatoriamente

fornecida pelo fabricante de cada produto químico, e deve ser consultada caso haja dúvidas quanto a precauções específicas para o uso do produto (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012).

Também devem estar disponíveis os equipamentos de proteção coletiva (EPC) adequados para laboratórios químicos, que incluem chuveiro e lava-olhos de emergência e extintores de pó seco (para produtos químicos) e de gás carbônico (para equipamento elétrico), localizados em locais conhecidos e de fácil acesso. As normas de segurança também consideram essencial a presença de um sistema de exaustão para gases e vapores tóxicos e de duas saídas desobstruídas com no mínimo 1,20m de largura (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012; NAGUYEN, 2012; SCHRADER, 2016).

4.2.2. Preparo e conservação de amostras em laboratório

Em testes laboratoriais, os fluidos de perfuração empregados devem simular as propriedades que teriam no interior do poço. Entretanto, amostras trazidas para testes em laboratório têm temperatura inferior à de utilização, o que altera suas características. A força gel e a viscosidade, em especial, só serão medidas corretamente se a amostra for previamente reaquecida até a temperatura da tubulação (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011).

O preparo é realizado com um misturador inicialmente na velocidade mais baixa, contendo a quantidade de meio dispersante (em geral água destilada) requerida, e cada componente é adicionado lentamente, para garantir uma mistura homogênea. O fluido deve ser agitado em velocidade média por 5 a 10 minutos antes da adição do próximo aditivo. Por fim, a velocidade do misturador é elevada para o máximo possível sem que haja perda de fluido por 10 minutos (SCHRADER, 2016).

Os fluidos de perfuração que utilizam sólidos secos, como barita ou aragonita, devem ser previamente misturados, idealmente um dia antes da realização dos testes, de forma que os materiais argilosos terão tempo para hidratar (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). O padrão API para lamas contendo bentonita, por exemplo, requer que o fluido seja misturado por 20 minutos e descanse de um dia para o outro, tempo necessário para permitir a hidratação dos materiais argilosos. O fluido deve então ser reagitado por cinco minutos antes da realização dos testes (LYONS; PLISGA, 2011).

Amostras que não estão em uso são normalmente armazenadas sob refrigeração a 4°C para evitar deterioração. Fluidos mantidos em temperatura ambientes costumam

ser descartados após alguns dias, raramente sendo usados após mais de um mês do preparo (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2005).

Como as unidades de concentração utilizadas no campo são diferentes das unidades usuais no laboratório, uma breve análise dimensional pode ser realizada para se determinar a conversão de unidades, como indicado pela eq.(22):

$$\frac{1,0 \text{ lbm}}{1 \text{ bbl}} * \frac{454 \text{ g}}{1 \text{ lbm}} * \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} * \frac{1 \text{ gal}}{3785 \text{ mL}} = \frac{1 \text{ g}}{350 \text{ mL}} \quad (22)$$

Isto é, adicionar 1 grama de material a 350 mL de fluido equivale a adicionar 1 libra do mesmo material a 1 barril de fluido (SCHRADER, 2016).

4.2.3. Descarte das amostras

Diversos componentes dos fluidos de perfuração podem contaminar o meio ambiente ou entupir o encanamento de esgoto. Por isso, as amostras não podem ser descartadas na pia. Após os testes, a lama deve ser recolhida em recipientes com tampa, que devem então ser encaminhados para empresas especializadas em tratamento e disposição de resíduos. Lamas contendo óleo devem ser armazenadas separadamente (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012). É recomendável limpar os equipamentos com toalhas de papel antes de lavá-los, o que deve ser feito logo após o uso para evitar incrustação (SCHRADER, 2016).

4.3. DISPOSIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Os equipamentos necessários para a montagem do laboratório, a quantidade e a disposição dependem do propósito que for estabelecido para o mesmo. Duas versões são propostas: um ambiente para aulas de laboratório e outro para pesquisa.

4.3.1. Laboratório de Ensino

Ao idealizar um Laboratório de Ensino destinado à caracterização de fluidos de perfuração, procurou-se possibilitar a realização dos testes apresentados na Tabela 5. Além dos equipamentos mencionados, seriam necessários durante o preparo das amostras ou a realização dos testes: balanças de precisão, destilador e deionizador de água, agitadores magnéticos com aquecimento, cronômetros, termômetros e diversos acessórios e recipientes para laboratório (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017; FANN INSTRUMENT COMPANY, 2009a; PRÓ-REITORIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO/UFMG, 2012).

Já estão disponíveis os seguintes materiais: suportes, garras e buretas para titulação, erlenmeyers, balanças analítica e semi-analítica, provetas de 500 mL e outros cilindros graduados, pipetas e pêras de sucção, bico de bunsen, béqueres de vidro, pissetas, destilador de água e deionizador, termômetros, cronômetros. A Tabela 8 sumariza os equipamentos e instrumentos necessários para o laboratório de ensino e a quantidade mínima para cada um, considerando a divisão da turma em até 8 grupos ou duplas, compilados a partir das normas internacionais e de laboratórios similares existentes em outras universidades.

Tabela 8 – Equipamentos e instrumentos necessários para o Laboratório de Ensino de caracterização de fluidos de perfuração

Itens	Quantidade	Itens	Quantidade
Balança semi-analítica	1	Estufa rotativa	1
Balança analítica	1	Célula de envelhecimento	8
Mesa antivibratória regulável	1	Suporte para cupons	8
Agitador magnético aquecido	4	Kit de retorta de lama	2
Misturador de bancada	8	Capela de exaustão de gases	1
Balança de lama	4	Bico de Bunsen	1
pHmetro	2	Botijão de gás 5 kg	1
Funil Marsh e copo medidor	2	Bureta e suporte	4
Viscosímetro de rotação	8	Erlenmeyer	4
Kit de teor de areia	2	Bastão de vidro	4
Lubricímetro	1	Pisseta	8
Prensa de filtração	8	Proveta de 500 mL	8
Cilindro de nitrogênio	8	Proveta de 25 mL	16
Cronômetro	8	Béquer de 500 mL	16
Termômetro	4	Pipeta de 10 mL	8
Destilador de água	1	Pipeta de 1 mL	8
Deionizador	1		

Fonte: Elaborada pela autora com base em Barbosa (2013), Fann Instrument Company (2009a), IFBA (2017), Instituto de Química/UFRJ (2013), Nguyen (2012) e Schrader (2016).

As quantidades mínimas sugeridas para cada item foram definidas considerando que alguns desses itens são de uso frequente ou prolongado nos experimentos e têm que estar disponíveis simultaneamente para cada grupo ao longo da atividade prática, como misturador, viscosímetro, prensa, equipamento de titulação e célula de envelhecimento de lama. Outros são usados brevemente (como é o caso do pHmetro

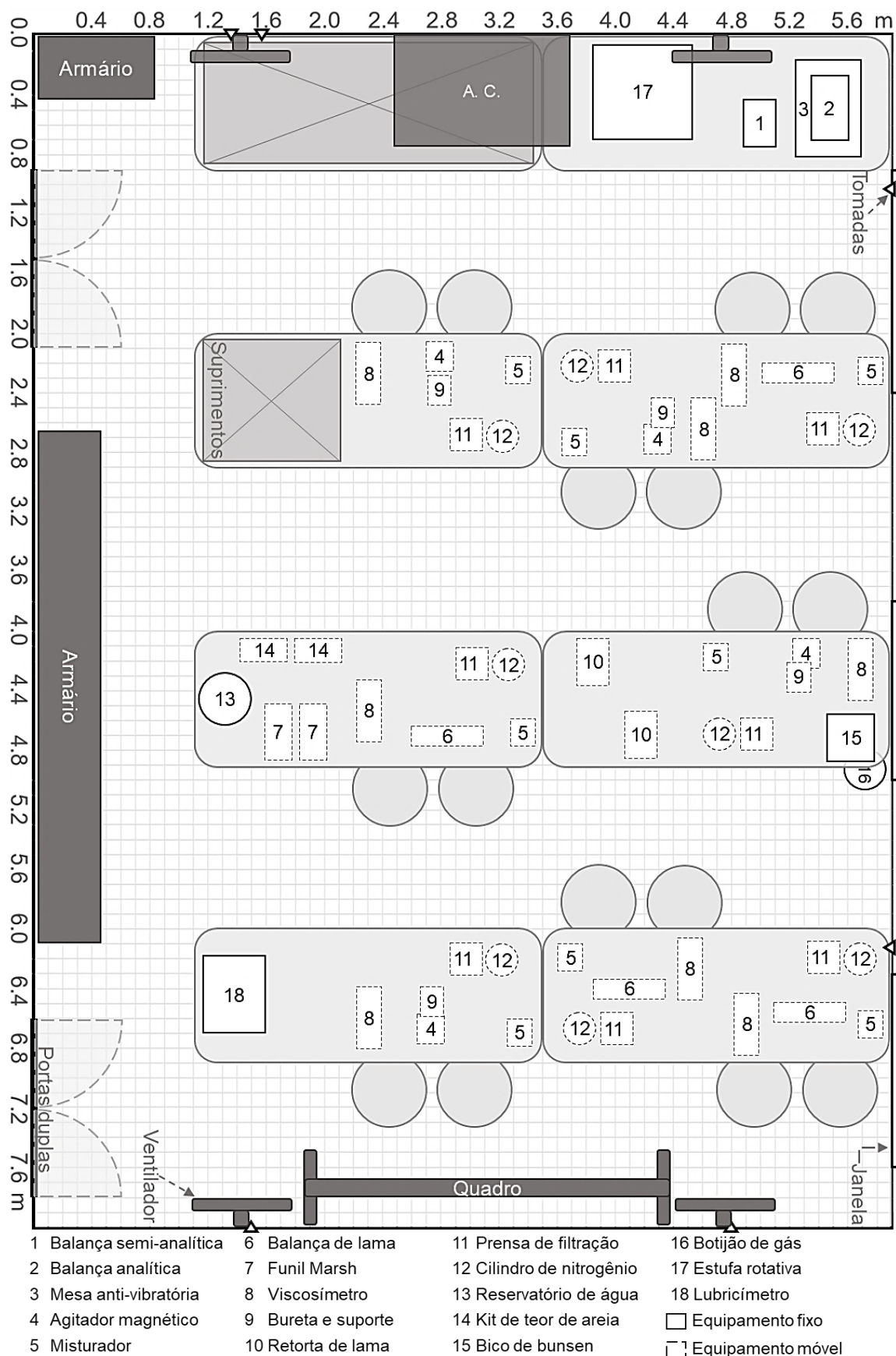
e funil Marsh) ou podem ser usados alternadamente pelos grupos, como balança de lama, peneira de areia, placa aquecedora, bico de bunsen, equipamento de retorta e lubricímetro (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017; FANN INSTRUMENT COMPANY, 2009a; NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS, 2005).

Uma vez que não foi possível identificar um local para a instalação de um laboratório exclusivo para análise de fluidos de perfuração, sugere-se transformar um ambiente já existente em um laboratório de ensino multifuncional. A planta apresentada na Figura 21 foi elaborada com base na Sala 05 do campus da Poli-Santos, o Laboratório de Química, com os itens já presentes (bancadas, armários, banquetas, ar condicionado e ventiladores, quadro de giz, bico de bunsen e botijão de gás, balanças, reservatório de água e espaços reservados para instrumentos e suprimentos que não estão em uso) representados tal como são dispostos para as aulas de Química. A figura apresenta uma sugestão de arranjo dos novos equipamentos, indicando aqueles que precisariam ficar em locais fixos nas bancadas do laboratório (estufa e lubricímetro), enquanto o restante poderia ser armazenado entre usos. Alguns desses itens, entretanto, requerem cuidados especiais para estocagem, como os cilindros de nitrogênio e botijão de gás, que devem ser presos à parede com correntes e cadeado (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012).

Embora as balanças já estejam disponíveis, uma mesa antivibratória para bancada com regulagem de nível seria necessária para assegurar a precisão da balança analítica para os experimentos propostos, em especial o teste de corrosividade, uma vez que o equipamento é muito sensível a vibrações externas (PRÓ-REITORIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO/UFGM, 2012). Além dos itens já listados, o campus conta algumas facilidades já instaladas em local próximo à Sala 05, tais como pias fundas, destilador, deionizador e chuveiro de emergência com lava-olhos acoplado.

Diversos reagentes, *buffers* e indicadores também são utilizados para a realização dos experimentos descritos anteriormente. Outros suprimentos necessários são descartáveis, como o papel filtro, os cupons de metal e as tiras para medição do pH. A relação desses materiais e alguns dos aditivos mais comuns na formulação das amostras de lama pode ser vista na Tabela 9.

Figura 21 – Disposição sugerida dos equipamentos para o laboratório de ensino na Sala 05



Fonte: A autora.

Tabela 9 – Materiais necessários para preparo das amostras de fluido de perfuração e execução dos testes

Indicadores e Reagentes	Componentes	Materiais descartáveis
Acetona anidra	Barita	Papel filtro
Agente molhante	Bentonita	Palha de aço fina
Álcool isopropílico	Carboximetilcelulose	Tiras medidoras de pH
Carbonato de cálcio	Lignito	Cupons planos
Peróxido de hidrogênio 3%	Grafite em pó	Baldes plásticos com tampa (para descarte de lama)
Solução <i>buffer</i> de dureza (cloreto de amônio e hidróxido de amônio)	Amido de milho	
Solução <i>buffer</i> de pH 4	Cloreto de sódio	
Solução <i>buffer</i> de pH 7	Carbonato de sódio	
Solução de ácido acético anidro 10%		
Solução de ácido sulfúrico 0,02 N		
Solução de azul de metileno 0,01 N		
Solução de cromato de potássio 50 g/L		
Solução de fenolftaleína 10 g/L		
Solução de hipoclorito de sódio 5,25%		
Solução de indicador de dureza 1 g/L (“ <i>Calmagite</i> ” ou preto de eriocromo)		
Solução de alaranjado de metila 1 g/L		
Solução de nitrato de prata 4,79 g/L		
Solução de nitrato de prata 47,9 g/L		
Solução EDTA 0,01 mol/L (“ <i>Versenate</i> ” ou sal dissódico)		
Solvente à base de tolueno		

Fonte: Elaborada pela autora com base em American Petroleum Institute (2017), Fann Instrument Company (2009a), National Association of Corrosion Engineers (2005) e Schrader (2016).

Dentre os equipamentos citados na Tabela 8, apenas a capela de exaustão de gases não poderia ser colocada na Sala 05. Além da dificuldade em posicioná-la longe das saídas e de áreas com muita circulação de pessoas no laboratório, sua instalação exige a abertura de uma passagem para a tubulação, cuja chaminé precisa ficar 2 a 3 metros acima do nível do telhado para garantir a dispersão segura dos gases (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012). Uma vez que o Laboratório de Química se encontra no andar térreo, seria preciso modificar extensamente a fachada do prédio, o que não seria possível, uma vez que contraria as normas de preservação de edifícios tombados pelo patrimônio histórico (PREFEITURA DE SANTOS, 2016). A ausência da capela inviabiliza a execução dos testes de dureza, devido à liberação de

gás cloro, e pode comprometer os resultados de testes de corrosividade, pois não seria possível imergir os cupons no solvente.

Outra observação importante é a disposição das tomadas de energia elétrica. Embora haja várias tomadas espalhadas pela sala (a maioria dos pontos indicados na Figura 21 conta com 4 entradas no novo padrão brasileiro), estas não estão próximas de todas as bancadas. Como o misturador e o viscosímetro, que devem estar disponíveis para todos os grupos, e a retorta de lama precisam ser conectados à energia, seria recomendável aumentar o número de tomadas da sala.

4.3.2. Laboratório de Pesquisa

Além dos equipamentos já listados no laboratório de ensino, projetos de pesquisa com fluidos de perfuração podem se beneficiar de outros instrumentos especializados, que possibilitem a realização de experimentos mais diversificados ou obter resultados mais precisos. Esses itens são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Equipamentos e instrumentos adicionais para o Laboratório de Pesquisa

Equipamentos	Quantidade
Misturador de bancada com 3 eixos	1
Agitador mecânico	1
Transformador variável	1
Proveta de Andreasen	1
Refrigerador para laboratório	1
Prensa de filtração HPHT	1
Célula de envelhecimento HPHT	2

Fonte: Elaborada pela autora com base em American Petroleum Institute (2017) e Fann Instrument Company (2009a).

Devido ao tempo de preparo dos fluidos e à frequente necessidade de reagitá-los, realizar um projeto de pesquisa, que requer o preparo de múltiplas amostras, exigiria o uso simultâneo de vários mixers. Alternativamente, pode-se utilizar um mixer de bancada com múltiplos eixos (Figura 22a). O agitador mecânico, embora também seja um misturador, permite preparar amostras de volume maior e aplicar taxas de cisalhamento mais altas que o mixer, e por isso mais próximas das aplicadas ao fluido durante a perfuração (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011), o que justificaria o investimento em ambos os equipamentos. Segundo a fabricante Fann (2015a), um transformador variável como o *Powerstat* (Figura 22b) seria necessário para ampliar

o ajuste de velocidades do agitador, que originalmente opera apenas em 2 modos fixos.

Figura 22 – Mixer de bancada Halmilton Beach com três eixos (a) e agitador mecânico para laboratório Fann com *Powerstat* (b)



Fonte: Fann Instrument Company (2015a).

Um pequeno refrigerador para laboratório, que pudesse ser embutido nas bancadas de trabalho, seria ideal para a conservação das amostras de lama, que devem ser armazenadas a 4°C para evitar deterioração e proliferação de bactérias ou descartadas em poucos dias (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2005). Modelos convencionais podem ser usados para fluidos à base de água. Entretanto, lamas à base de óleo geralmente utilizam como meio dispersante líquidos inflamáveis, que volatilizam com pequenas variações de temperatura, e seu armazenamento exige o uso de refrigeradores resistentes a explosão, ou “blindados”, e protegidos contra faíscas elétricas na parte interna (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012).

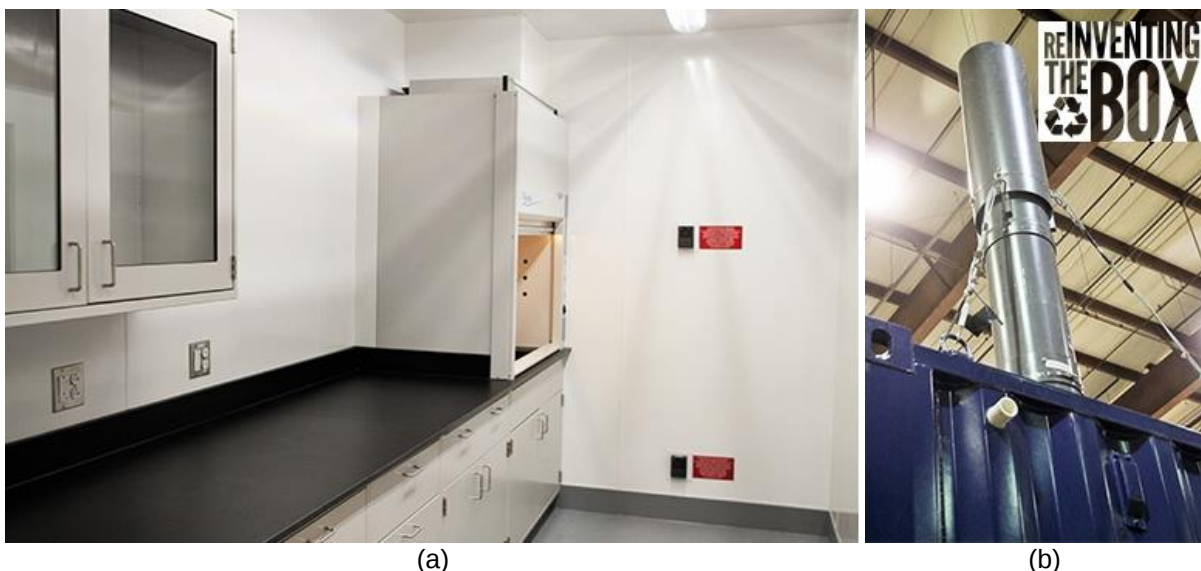
A pipeta de Andreasen pode ser útil em experimentos que necessitem de uma análise da velocidade de sedimentação e da curva granulométrica mais precisas, para o que o recipiente padronizado seria mais indicado que o ensaio simplificado em proveta (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). Já a prensa e a célula de envelhecimento HPTH possibilitariam estudar a filtração, corrosividade e estabilidade química das lamas nas condições de pressão e temperatura encontradas em profundidades elevadas, algo muito relevante para o avanço da exploração de petróleo (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2005).

Os equipamentos complementares poderiam ser adicionados ao laboratório de ensino proposto ou colocados em um local específico. Novamente, o espaço limitado no campus torna difícil encontrar uma sala que possa ser utilizada. Este problema pode

ser solucionado usando um container de carga. Existem empresas especializadas em modificar containers para diversos propósitos, um dos quais é a instalação de laboratórios para fins químicos, farmacêuticos ou médicos, e que podem servir como unidades móveis, laboratórios completos modulares ou serem integrados a prédios existentes (DROPBOX INC., 2018).

A principal vantagem do uso do container é a possibilidade de se instalar a capela de exaustão. A Figura 23a apresenta um laboratório portátil de química instalado em um container modificado, projetado pela DropBox Inc. (2018) para testes *in situ* de água subterrânea e gás natural. O laboratório conta com uma capela, cuja chaminé foi instalada com segurança no alto do container, como mostra a Figura 23b.

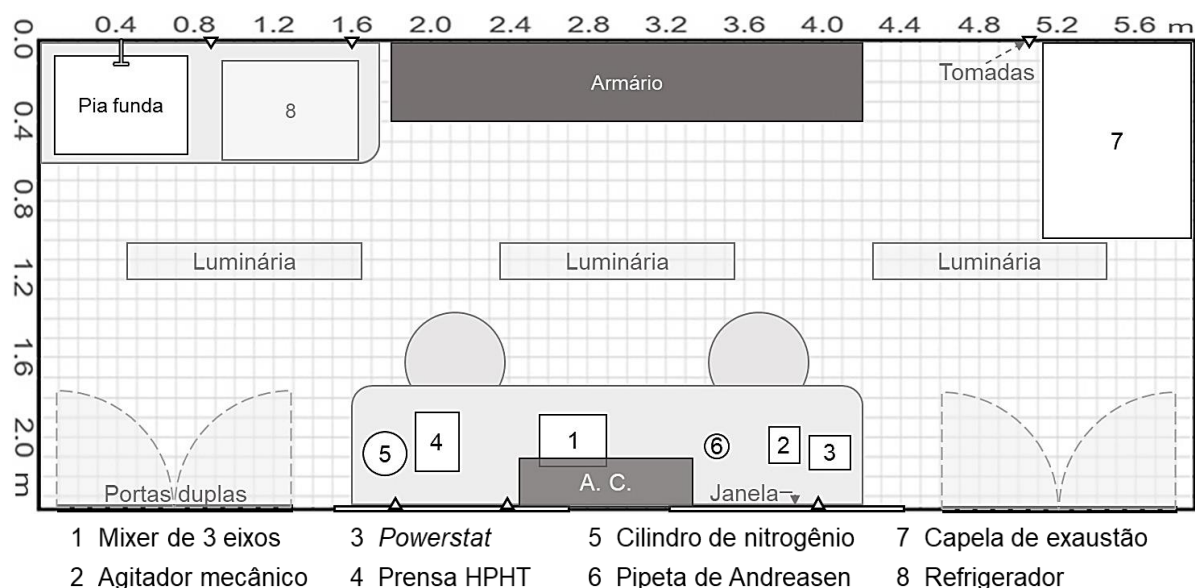
Figura 23 – Capela de exaustão instalada em laboratório em container de 20 pés pela DropBox Inc. (a) e chaminé posicionada no alto do container (b)



Fonte: Adaptado de DropBox Inc. (2018).

A Figura 24 apresenta uma sugestão para o laboratório de pesquisa em container tipo High Cube de 20 pés, com dimensões internas 5,89m de comprimento, 2,35m de largura e 2,69m de altura (DROPBOX INC., 2018). A planta inclui 2 portas de 1,20m, como exigido pelas normas de segurança (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012), espaço para pia uma funda e a capela em um ponto afastado das saídas e da bancada de trabalho. O container utilizado precisaria de acabamento adequado, instalações elétricas e hidráulicas. Os equipamentos e o espaço adicionados pelo container poderiam ser utilizados também para projetos e experimentos de outras áreas.

Figura 24 – Disposição sugerida do laboratório de pesquisa em container de 20 pés



Fonte: A autora.

O container deve ser posicionado em local afastado das áreas com grande circulação de pessoas, com a chaminé voltada para longe do estacionamento e janelas do prédio. Na Poli-Santos, o melhor local para isso seria a área a noroeste do prédio principal, destacada na Figura 25.

Figura 25 – Local sugerido para o container



Fonte: Adaptado de Google Maps (2019)³.

³ GOOGLE MAPS. Escola Politécnica da USP. Disponível em: <<https://www.google.com/maps/@-23.9427042,-46.3292696,93m/data=!3m1!1e3?hl=pt-BR>> Acesso em: 01 jul. 2019.

5. CONCLUSÕES

O uso de um fluido de perfuração com as características adequadas para as condições enfrentadas pode diminuir o desgaste dos equipamentos, prevenir acidentes, reduzir o tempo gasto na perfuração do poço e os custos envolvidos. É fundamental conhecer suas propriedades, os aditivos utilizados e os equipamentos específicos para os testes de lama, muitos dos quais seguem padrões internacionais. A destreza no manuseio dos equipamentos e realização dos testes é fundamental para sua execução em tempo hábil. Essas são habilidades que só podem, entretanto, ser adquiridas pela experiência prática. Por essa razão, o acesso a esses equipamentos em um laboratório de análise de lamas durante o curso de graduação em Engenharia de Petróleo representaria uma melhora significativa do currículo da graduação, e abriria também diversas oportunidades de projetos para alunos e pesquisadores.

Analisando as normas, manuais de laboratório e instruções dos fabricantes dos equipamentos, constatou-se que um laboratório básico de teste de lamas deve contar com uma balança de lama, funil Marsh, viscosímetro de rotação, prensa de filtração, equipamento de retorta, kit para análise do teor de areia e sólidos, pHmetro e instrumentos e reagentes para titulação. Diversos deles podem ser operados em campo, durante a perfuração, e a rapidez e precisão na realização dos testes pode evitar acidentes. Outros equipamentos, como forno rotativo e lubricímetro, poderiam ser utilizados para uma análise mais detalhada das propriedades e comportamento dos fluidos de perfuração, o que é ainda mais relevante em pesquisas com novos aditivos e composições alternativas das lamas, fundamentais para o avanço da atividade de perfuração.

Na Poli-Santos, a limitação de espaço torna difícil criar um laboratório exclusivo para ensino da caracterização de lama. A alternativa é um laboratório de ensino multifuncional, para o que a Sala 05, o Laboratório de Química, seria o melhor local, pois conta com muitos dos equipamentos e instrumentos necessários, além de atender aos requisitos de segurança.

Dentre os itens que precisariam ser adicionados à Sala 05, a estufa e o lubricímetro teriam que ser mantidos em locais fixos, enquanto os demais podem ser armazenados até o uso. Uma análise das dimensões dos itens fixos e do espaço disponível identificou locais em que eles poderiam ser mantidos sem prejuízo à disposição do laboratório para as práticas de Química. Já a capela de exaustão não poderia ser

instalada no prédio, já que não é permitido modificar a fachada de um edifício tombado. A falta da capela impediria a realização de testes de dureza e limitaria a eficiência de testes de corrosividade com lamas à base de óleo, mas isso não interfere na execução dos demais procedimentos, portanto não inviabiliza a criação do laboratório.

Outros equipamentos mais especializados, como as células HPHT, seriam úteis para projetos de pesquisa. Embora esses itens possam ser colocados no laboratório de ensino, a principal vantagem de criar um laboratório de pesquisa separado em um container de carga modificado é a possibilidade de instalar nele a capela de exaustão. O modelo High Cube de 20 pés seria o espaço ideal para isso.

Avaliando os resultados obtidos, conclui-se que a criação laboratório de ensino de caracterização de lama na Poli-Santos é um projeto viável, e que a instalação do laboratório de pesquisa em um container modificado soluciona a questão da capela e é, conseqüentemente, a alternativa mais vantajosa.

6. REFERÊNCIAS

- AGOSTINI, C. **Minicurso sobre Elementos de Projeto e Construção de Poços no Pré-Sal**. V Workshop de Petróleo. Santos: Escola Politécnica da USP. 2017.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **RP 13B-1: Standard Procedure for Field Testing Water-based Drilling Fluids**. 5ª ed. American Petroleum Institute Production Department. Washington, D.C., 121 p, 2017.
- ARAÚJO, B. D. S. A. *Estudo da caracterização de glicerina e seu potencial uso como base para fluido aquoso*. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual Norte Fluminense. Macaé, 88 p, 2015.
- ARJMAND, Y.; LATIFI, B.; DEHVEDAR, M. **An overview on mud filtration in oil wells and its relations**. Em: 4th International Conference on Recent Innovations in Chemistry & Chemical Engineering. Teerã. 2017.
- ASME SHALE SHAKER COMMITTEE. *Drilling fluids processing handbook*. 3ª. ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 666 p, 2005.
- BALTAR, C. A. M.; LUZ, A. B. D. *Insumos minerais para perfuração de poços de petróleo*. 1ª ed. Rio de Janeiro: CETEM/UFPE, 91 p, 2003.
- BARBOSA, J. A. *Laboratório de Ensino de Graduação em Engenharia de Petróleo (LEGEPE)*. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal Fluminense. Niterói, 96p, 2013.
- BORK, K. R. *The Rotary Rig and Its Components. Rotary Drilling Series, Unit I, Lesson 1*. 4ª ed. Austin: PETEX, The University of Texas at Austin, 128 p, 1995.
- BOURGOYNE Jr., A. T.; CHENEVERT, M. E.; MILHEIM, K. T.; YOUNG Jr., F. S. *Applied drilling engineering. SPE Textbooks Series, v. 2*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 510 p, 1986.
- CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 6ª ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 630 p, 2011.
- COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO. **Guia de Laboratório para o Ensino de Química: instalação, montagem e operação**. Conselho Regional de Química - IV Região. São Paulo, 28 p, 2012.
- DANTAS, A. P. T.; LEITE, R. S.; NASCIMENTO, R. C.; AMORIM, L. V. *The Influence of Chemical Additives in Filtration Control of Inhibited Drilling Fluids*. **Brazilian Journal of Petroleum and Gas**, Natal, v. 8, n. 3, p. 97-108, 2014.
- DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL/PUC-RIO. Laboratório LIRF. **Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo**, 2015. Disponível em: <http://www.gtep.civ.puc-rio.br/Lab_LIRF1.aspx>. Acesso em: 12 maio 2019.
- DRILLMINE. *Laboratório de Lama*. **Drillmine Importadora e Exportadora Ltda.**, 2019. Disponível em: <<http://drillmine.com.br/produtos/acessorios/laboratorio-de-lama>>. Acesso em: 10 maio 2019.

DROPBOX INC. *DropBox Inc. Provides Portable Chemical Labs for Natural Gas Industry*. **DropBox Inc.**, 2018. Disponível em: <<http://www.dropboxinc.com/shipping/container/modification/blog/topic/containerized-lab>>. Acesso em: 27 maio 2019.

DUARTE, R. G. *Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração Para Estudos de Estabilidade de Poços*. Dissertação (Mestrado). PUC-Rio. Rio de Janeiro, 115 p, 2004.

EXAME. *Mercado vê saída de mais 60 sondas de petróleo com preços*. **Revista Exame**, 2015. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/economia/mercado-ve-saida-de-mais-60-sondas-de-petroleo-com-precos/>>. Acesso em: 16 maio 2019.

FANN INSTRUMENT COMPANY. *Aging of Water Based Drilling Fluids*. **Fann Instrument Company**, 2005. Disponível em: <https://www.fann.com/content/dam/fann/Brochures/Aging_of_Drilling_Fluids.pdf>. Acesso em: 10 maio 2019.

FANN INSTRUMENT COMPANY. *Fann Estufa Rotativa Roller Oven*. **Fann Instrument Company**, 2007. Disponível em: <http://www.eurosul.com/index.php?pag=conteudo&id_conteudo=892&idmenu=72&fann-estufa-rotativa-roller-oven>. Acesso em: 10 maio 2019.

FANN INSTRUMENT COMPANY. *Chemical Analysis Instruction Book*. **Fann Instrument Company**, 2009a. Disponível em: <<https://www.fann.com/content/dam/fann/Manuals/Chemical%20Analysis.pdf>>. Acesso em: 13 maio 2019.

FANN INSTRUMENT COMPANY. *EP/Lubricity Tester Model 212*. **Fann Instrument Company**, 2009b. Disponível em: <<https://www.fann.com/content/dam/fann/Manuals/Model%20212%20EP%20Lubricity%20Tester.pdf>>. Acesso em: 13 maio 2019.

FANN INSTRUMENT COMPANY. *Oil and Water Retort Oil and Water Retort*. **Fann Instrument Company**, 2009c. Disponível em: <<https://www.fann.com/content/dam/fann/Manuals/Oil%20and%20Water%20Retort.pdf>>. Acesso em: 28 maio 2019.

FANN INSTRUMENT COMPANY. *Mixing/Blending/Shearing Devices for Preparation of Drilling Fluids*. **Fann Instrument Company**, 2015a. Disponível em: <<https://www.fann.com/content/dam/fann/Brochures/Mixers2.pdf>>. Acesso em: 27 maio 2019.

FANN INSTRUMENT COMPANY. *Mud Test Kit PORTA LAB™ Model 853 (Airplane)*. **Fann**, 2015b. Disponível em: <<http://www.fann.com/fann/products/drilling-fluids-testing/filtration-dynamic-hpht/mud-test-model853.page#>>. Acesso em: 04 dez. 2017.

FOUST, A. S; WENZEL, L. A; CLUMP, C. W; MAUS, L; ANDERSEN, L. B. *Princípios das Operações Unitárias*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1982.

GRAND VIEW RESEARCH. *Drilling Fluids Market Analysis By Product, By Application, And Segment Forecasts 2018 - 2025*. **Grand View Research Inc.** San Francisco, 135 p, 2017.

INSTITUTO DE QUÍMICA/UFRJ. *Laboratório de Fluidos de Perfuração 2*. **Instituto de Química - Universidade Federal do Rio de Janeiro**, 2013. Disponível em: <<https://www.iq.ufrj.br/laboratorios/laboratorio-de-fluidos-de-perfuracao-2/>>. Acesso em: 27 abr. 2019.

INSTITUTO FEDERAL DA BAHIA. *Novos Equipamentos Para o Laboratório de Fluidos*. **IFBA**, 2017. Disponível em: <<https://portal.ifba.edu.br/simoes-filho/artigos/novos-equipamentos-para-o-laboratorio-de-fluidos>>. Acesso em: 27 abr. 2019.

LESSA, J. V; SANTANA, T. S; CORREIA, C. A; SANTOS, R.; WANDERLEY, . O.; Aires, I. R. **Controle da Corrosividade em Fluidos de Completação: Tecnologia Avançada e Eficiência Operacional**. Em: 9º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. Maceió, p. 8, 2017.

LYONS, W. C.; PLISGA, G. J. **Standard handbook of petroleum and natural gas engineering**. Houston: Gulf Professional Publishing, 2011.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório Técnico 42. Perfil da barita**. Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral. Brasília, 54 p, 2009.

MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. *Fundamentals of drilling engineering*. **SPE Textbooks Series**, v. 12. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 706p, 2011.

NAGUYEN, T. **PE 311 – Chapter 2 - Drilling Fluid Field Tests**. (Manual de Laboratório da matéria PE 311: Drilling Engineering da faculdade New Mexico Tech). Socorro: New Mexico Institute of Mining and Technology, 2012.

NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. **NACE Standard RP0775: Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oilfield Operations**. NACE International. Houston, 18 p, 2005.

O PETRÓLEO. *Shell está se preparando para começar a perfurar poço usando navio-sonda*. **O Petróleo**, 2019. Disponível em: <<https://www.opetroleo.com.br/shell-esta-se-preparando-para-comecar-a-perfurar-poco-usando-navio-sonda/>>. Acesso em: 16 maio 2019.

OFI TESTING EQUIPMENT INC. *Filtrate Analysis Kit*. **OFITE**, [201-]. Disponível em: <<http://www.ofite.com/products/drilling-fluids/product/708-filtrate-analysis-kit>>. Acesso em: 05 dez. 2017.

OFI TESTING EQUIPMENT INC. *Filter Press, Low Pressure, Bench Mount, with Nitrogen Regulator and Cylinder*. **OFITE**, 2013. Disponível em: <<http://www.ofite.com/products/drilling-fluids/product/564-filter-press-low-pressure-bench-mount-with-nitrogen-regulator-and-cylinder>>. Acesso em: 05 dez. 2017.

OFI TESTING EQUIPMENT INC. *EP and Lubricity Tester Instruction Manual*. **OFITE**, 2015a. Disponível em: <<http://www.ofite.com/products/drilling-fluids/product/2229-lubricity-tester>>. Acesso em: 29 maio 2019.

OFI TESTING EQUIPMENT INC. *Frontier Kit*. **OFITE**, 2015b. Disponível em: <<http://www.ofite.com/products/drilling-fluids/product/2352-frontier-kit>>. Acesso em: 05 dez. 2017.

OFI TESTING EQUIPMENT INC. *Methylene Blue Test Kit*. **OFITE**, 2017. Disponível em: <<http://www.ofite.com/products/drilling-fluids/product/2368-methylene-blue-test-kit>>. Acesso em: 4 dez. 2017.

PREFEITURA DE SANTOS. *Proprietários de imóveis tombados devem obedecer regra para reformas*. **Prefeitura de Santos**, 2016. Disponível em: <<http://www.santos.sp.gov.br/?q=content/proprietarios-de-imoveis-tombados-devem-obedecer-regra-para-reformas>>. Acesso em: 22 maio 2019.

PRÓ-REITORIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO/UFMG. *Caderno de Especificação de Mobiliário Modular para Laboratórios*. **Departamento de Planejamento Físico e Projetos - PROPLAN/UFMG**, 2012. Disponível em: <https://www.ufmg.br/proplan/wp-content/uploads/CADERNO_FINAL_LABORATORIO_redux.pdf>. Acesso em: 29 maio 2019.

SCHLUMBERGER OILFIELD GLOSSARY. *Mud-aging cell*. **Oilfield Glossary**, n.d. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/m/mud-aging_cell.aspx>. Acesso em: 12 maio 2019.

SCHRADER, R. J. **Drilling Fluids Laboratory Manual**. (Instruções de aula da matéria PET303: Drilling Fluids Lab da faculdade Montana Tech of the University of Montana). Butte: Montana Tech of the University of Montana, 2016.

SPE SEÇÃO BRASIL. **Proposta Curricular para os Cursos de Bacharelado em Engenharia de Petróleo**. Society of Petroleum Engineers. Rio de Janeiro, 50 p, 2013.

WILEY CRITICAL CONTENT. *Petroleum Technology*. Hoboken: Wiley-Interscience, 2007, v. 1.



Projeto de criação de laboratório para testes de fluidos de perfuração

Laura de Macedo Silva Costa

Orientador: Prof. Dra. Patricia Helena Lara dos Santos Matai

Artigo Sumário referente à disciplina PMI3349 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II

Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP.

Template versão 2018v11.

Resumo

Para avaliar as propriedades do fluido de perfuração são realizados testes frequentes em campo e em laboratório. Entretanto, realizá-los com a rapidez necessária requer familiaridade com os equipamentos e procedimentos. Criar um laboratório de ensino da caracterização de lama na Poli-Santos, provido dos equipamentos empregados na indústria, daria aos alunos da graduação a oportunidade de adquirir essa experiência, e aos pesquisadores e alunos de pós-graduação novas oportunidades de projetos. Devido à limitação de espaço, o ideal seria converter o Laboratório de Química em laboratório multifuncional de ensino, adicionando os instrumentos necessários. Outros equipamentos especializados poderiam ser acrescentados ao laboratório de ensino proposto ou colocados em um laboratório de pesquisa separado, instalado em um container de carga modificado, onde também seria possível instalar uma capela de exaustão, que não poderia ser colocada no prédio.

Abstract

Frequent field and laboratory tests are performed to evaluate the drilling fluid properties. However, performing them quickly requires familiarity with the equipment and procedures. To create a laboratory for mud characterization at Poli-Santos, equipped with the equipment used in the industry, would give undergraduates the opportunity to acquire this experience, and researchers and postgraduate students new opportunities for projects. Due to the limited space, the ideal would be to convert the Chemistry Laboratory into a multifunctional teaching laboratory, adding the necessary instruments. Other specialized equipment could be added to the proposed laboratory or placed in a separate research laboratory, installed in a modified cargo container, where it would also be possible to install an exhaust hood that could not be placed in the building.

1. Introdução

Os fluidos de perfuração exercem várias funções na perfuração de poços de petróleo: transportar o cascalho gerado pela broca, resfriar, lubrificar e suportar a coluna de perfuração, transmitir energia aos equipamentos de fundo de poço, equilibrar a pressão de formação, prevenir a corrosão, selar formações permeáveis e facilitar operações de perfilagem. Eles podem ser preparados com uma série de componentes diferentes, o que modifica enormemente suas propriedades, como densidade, viscosidade, filtração, velocidade de sedimentação, lubricidade, pH, capacidade de manter materiais em suspensão e resposta a altas temperaturas e pressões. Normalmente utiliza-se água ou óleo como base, embora em algumas situações é também possível utilizar gás, além dos aditivos sólidos em dispersão (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011; DUARTE, 2004; MITCHELL; MISKA, 2011).

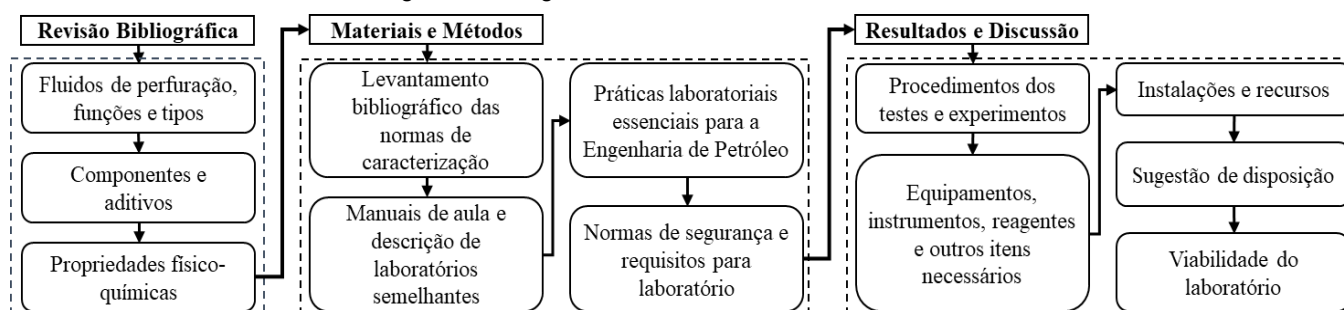
A caracterização da lama é feita através de testes em campo e em laboratório, muitos dos quais são executados durante a perfuração para verificar sua adequação e fazer os ajustes necessários, tornando essencial que sejam realizados com presteza e eficiência (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017). Isso exige familiaridade com os equipamentos e procedimentos dos testes de acordo com padrões internacionais, algo que só pode ser adquirido na prática, ou seja, através do acesso durante a graduação a um laboratório provido da mesma instrumentação empregada na indústria.

A montagem de um laboratório para análise de fluidos de perfuração no campus de Santos da Escola Politécnica da USP (Poli-Santos) representaria uma melhoria na infraestrutura da universidade, permitindo expandir o currículo do curso, além de possibilitar avanços no meio acadêmico e na indústria de lamas de perfuração. O objetivo deste trabalho é apresentar um projeto para o laboratório, determinando os requisitos (instalações, equipamentos, materiais e reagentes) necessários para sua criação.

2. Metodologia

A metodologia adotada baseou-se em um levantamento bibliográfico sobre a metodologia dos testes em laboratório para a caracterização de lamas de perfuração, com foco nas lamas à base de água (WBM). Procurou-se definir os equipamentos necessários para a criação de um laboratório de ensino na Poli-Santos, onde os estudantes da graduação pudessem se familiarizar com os procedimentos e os pesquisadores possam executar seus experimentos. Por fim, buscou-se criar um modelo para o laboratório de ensino sugerido e estudar a viabilidade de implantá-lo na Poli-Santos. A Figura 1 apresenta as atividades realizadas no desenvolvimento deste trabalho.

Figura 1 - Fluxograma do desenvolvimento do trabalho



Fonte: A autora.

2.1. Normas e Recomendações Técnicas

Identificou-se primeiramente as principais normas técnicas internacionais para a execução de testes com lamas de perfuração. O Instituto Americano de Petróleo (API) publicou a *RP 13B-1: Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids* (2017), que dirige tanto o procedimento amplamente adotado para a caracterização dos fluidos quanto as especificações seguidas pelos fabricantes de equipamentos. Vários testes foram elaborados para execução no campo e são eficazes para uma aplicação imediata, permitindo avaliar regularmente as propriedades dos fluidos e corrigir problemas depressa o bastante para prevenir acidentes e evitar pausas na perfuração. Entretanto, alguns procedimentos não são adaptados para laboratório, como o teste de corrosividade. Neste caso, foi adotada a norma *Standard RP0775: Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oilfield Operations* (2005), publicada pela National Association of Corrosion Engineers (NACE).

2.2. Equipamentos e Procedimentos para os Testes

Procurou-se conhecer as propriedades que são monitoradas em um fluido de perfuração, através de um levantamento bibliográfico de livros, teses, artigos e outras publicações relacionadas ao tema. Em seguida, foram estudados os equipamentos e procedimentos para testes em laboratório de ensino, através de manuais da University of Montana (SCHRADER, 2016) e da New Mexico Tech (NAGUYEN, 2012), que têm aulas práticas de caracterização de lamas, e das orientações fornecidas pela Fann Instrument Company para análise química de fluidos de perfuração (2009). Também foi verificada a instrumentação disponível em laboratórios para fluidos de perfuração em faculdades brasileiras, como UFRJ, PUC-Rio, UFF e IFBA.

A Seção Brasil da Sociedade dos Engenheiros de Petróleo (SPE), por sua vez, publicou a *Proposta Curricular para os Cursos de Bacharelado em Engenharia de Petróleo* (2013). A publicação conta com uma lista de práticas laboratoriais que deveriam ser incluídas nos currículos de graduação em Engenharia de Petróleo, dentre as quais estão aquelas relacionadas à avaliação de lamas de perfuração.

2.3. Requisitos e Instalações para o Laboratório

Buscou-se criar uma planta do laboratório de ensino sugerido, considerando os espaços existentes no campus da Poli-Santos. Para isso foram consultadas as normas e regulamentos referentes à instalação de equipamentos e à segurança em laboratórios de instituições de ensino. No estado de São Paulo, essas normas são geridas pelo Conselho Regional de Química da IV Região (CRQ-IV), que publicou o *Guia de Laboratório para o Ensino de Química: instalação, montagem e operação* (2012).

3. Resultados

A seguir serão listados os equipamentos e materiais necessários para a montagem de um laboratório de ensino para execução dos testes de lama. Em seguida serão apresentadas sugestões para a disposição dos instrumentos em uma sala de laboratório da Poli-Santos e em um laboratório para pesquisa.

3.1. Preparo das lamas e experimentos

3.1.1. Preparo e conservação de amostras em laboratório

O preparo é realizado com um misturador com água destilada, inicialmente em baixa velocidade, e o material é adicionado lentamente, para garantir uma mistura homogênea. Em seguida, a velocidade do misturador é elevada sem que haja perda de fluido (SCHRADER, 2016). A amostra deve ser aquecida até a temperatura da tubulação para a medição correta de seus parâmetros reológicos. Os fluidos de perfuração que utilizam sólidos secos devem ser misturados idealmente com um dia de antecedência para que os materiais possam se hidratar, e reagitados por cinco minutos antes da realização dos testes (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011). As amostras são normalmente armazenadas sob refrigeração a 4°C. Fluidos mantidos em temperatura ambiente costumam ser descartados após alguns dias, raramente sendo usados após mais de um mês do preparo (FANN INSTRUMENT COMPANY, 2009).

As unidades utilizadas no campo são diferentes das usuais no laboratório, sendo frequentemente necessário realizar a conversão. Adicionar 1 grama de material a 350 mL de fluido equivale a adicionar 1 libra do material a 1 barril de fluido, como mostra a análise dimensional indicada pela eq.(1):

$$\frac{1,0 \text{ lbm}}{1 \text{ bbl}} * \frac{454 \text{ g}}{1 \text{ lbm}} * \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} * \frac{1 \text{ gal}}{3785 \text{ mL}} = \frac{1 \text{ g}}{350 \text{ mL}} \quad (1)$$

3.1.2. Equipamentos de segurança

É essencial o uso dos equipamentos de proteção individual (EPI), que incluem: avental com mangas longas em tecido não inflamável, óculos de proteção e luvas descartáveis em material adequado: luvas nitrílicas ou em PVC para manipular ácidos fortes e resistentes a temperaturas elevadas ao operar equipamentos aquecidos. A Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos (FISPQ) é obrigatoriamente fornecida pelo fabricante. Também devem estar disponíveis chuveiro e lava-olhos de emergência e extintores de pó seco para produtos químicos e de gás carbônico para equipamento elétrico (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012; SCHRADER, 2016).

3.1.3. Descarte das amostras

Diversos componentes nas amostras fluidos de perfuração podem contaminar o meio ambiente ou entupir o encanamento de esgoto. A lama deve ser recolhida em recipientes com tampa, que devem então ser encaminhados para empresas especializadas em tratamento e disposição de resíduos. Lamas contendo óleo devem ser armazenadas separadamente (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012).

3.2. Equipamentos e testes

De acordo com o API (2017), a instrumentação mínima para um laboratório de fluidos de perfuração inclui balança de lama, funil Marsh, viscosímetro de rotação, prensa de filtração, peneira de areia, medidor de pH, retorta e instrumentos de titulação. Foram incluídos também os itens necessários para envelhecimento do fluido e análises de corrosividade e lubricidade, frequentemente mencionados em estudos e que estão presentes em laboratórios semelhantes de outras faculdades brasileiras, como a

IFBA e a UFRJ (IFBA, 2017; INSTITUTO DE QUÍMICA/UFRJ, 2013). O Quadro 1 sumariza os equipamentos para medição de propriedades físico-químicas e parâmetros reológicos dos fluidos de perfuração, listando os testes a serem realizados e as informações obtidas.

Quadro 1 – Equipamentos e testes para medição de parâmetros reológicos e propriedades físico-químicas

Equipamentos	Testes	Propriedades obtidas
Balança de lama	Densidade	Densidade (g/cm ³ , ppg, lb/ft ³ , DR)
Funil Marsh	Viscosidade Marsh	Viscosidade Marsh (s)
Viscosímetro de rotação	Viscosidade direta	Viscosidade aparente (cP) Viscosidade plástica (cP) Limite de escoamento (lbf/100ft ²)
	Força gel	Força gel inicial (lbf/100ft ²) Força gel final (lbf/100ft ²)
Prensa	Filtração	Volume de filtrado (mL) Filtrado inicial (mL) Espessura (mm) e consistência do reboco
Retorta de lama	Teste de retorta	Teor de água (% em volume) Teor de óleo (% em volume) Teor de sólidos (% em volume)
Peneira de areia	Teor de areia	Teor de areia (% em volume) Partículas maiores que a malha 200
Cilindro graduado	Sedimentação	Velocidade de sedimentação (cm/s) Granulometria (mm)
pHmetro	pH	pH
Equipamentos de titulação	Teor de sólidos ativos	Equivalente de bentonita (lb/bbl, kg/m ³)
	Dureza	Dureza total (mg/L de cálcio)
	Salinidade	Concentração de cloreto (mg/L, ppg) Teor de sal (% do volume)
	Alcalinidade	Teor de íons hidroxila (mg/L) Teor de carbonato (mg/L) Teor de bicarbonato (mg/L) Teor de calcário (mg/L)
Lubricímetro	Lubricidade	Coeficiente de lubrificidade
Estufa rotativa	Corrosividade	Taxa de corrosão (kg/m ² ·ano)
	Envelhecimento	Degradação do fluido (variação de pH e parâmetros reológicos)

Fonte: Elaborado pela autora com base em American Petroleum Institute (2017), Barbosa (2013), Fann Instrument Company (2009), Nguyen (2012), National Association of Corrosion Engineers (2005) e Schrader (2016).

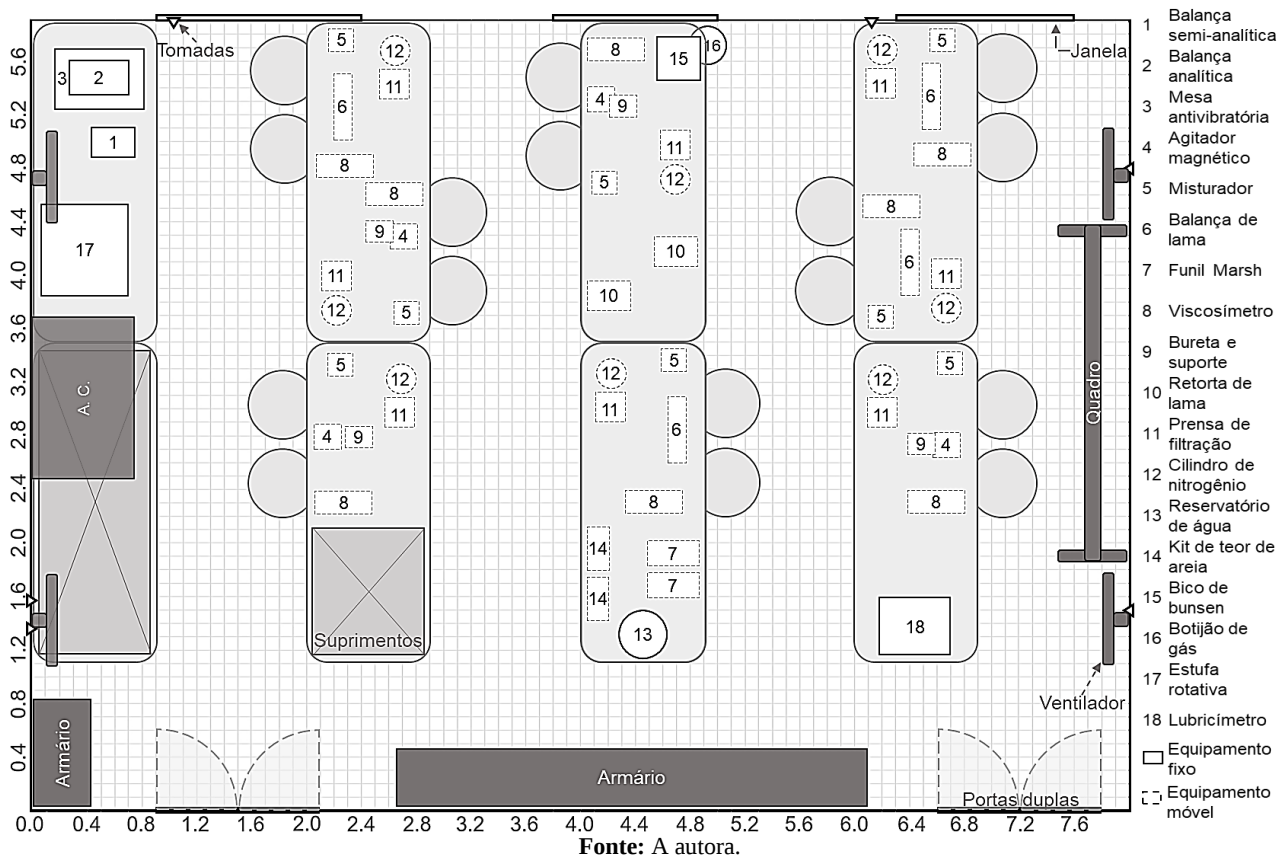
3.3. Disposição dos equipamentos

Devido à limitação de espaço do campus da Poli-Santos, sugere-se transformar a Sala 05, o Laboratório de Química, em um laboratório de ensino multifuncional instrumentado também para análise de fluidos de perfuração. A Figura 2 apresenta uma sugestão de arranjo dos equipamentos necessários, indicando os que precisariam ficar em pontos fixos das bancadas, que foram posicionados sem prejuízo às aulas práticas de Química. Entretanto, uma capela de exaustão, cuja chaminé precisa ficar acima do telhado (COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO, 2012), não poderia ser instalada no prédio, pois as mudanças na fachada exigidas contrariam as normas de preservação de edifícios tombados. A ausência da capela inviabiliza os testes de dureza, devido à liberação de gás cloro, e pode comprometer os testes de corrosividade, que podem exigir imersão em solvente (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2017).

Além dos equipamentos mostrados na Figura 2, os projetos de pesquisa com fluidos de perfuração podem se beneficiar de outros instrumentos especializados. Um agitador mecânico acoplado a um transformador variável (*Powerstat*) pode preparar amostras maiores e aplicar taxas de cisalhamento mais próximas às encontradas no poço, enquanto o mixer de múltiplos eixos permite preparar e reagitar várias amostras simultaneamente. Um pequeno refrigerador para laboratório seria ideal para conservar as lamas, que precisam ser armazenadas a 4°C ou descartadas em poucos dias. A pipeta de Andreasen permite estudar a velocidade de sedimentação e a curva granulométrica com precisão, e a prensa de

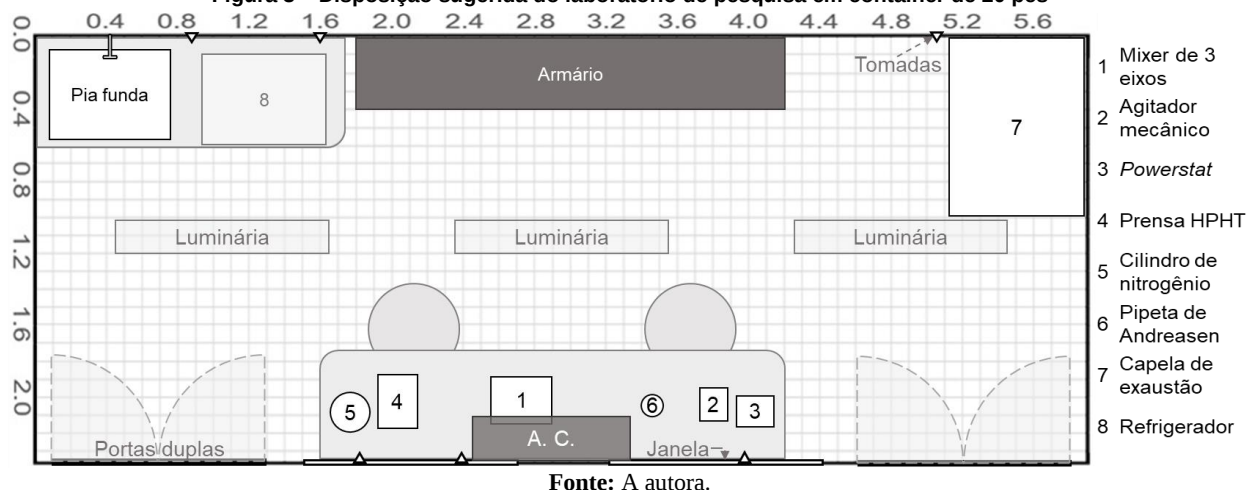
filtração e célula de envelhecimento HPTH possibilitariam estudar a filtração, corrosividade e estabilidade química dos fluidos em pressão e temperatura elevadas (CAENN; DARLEY; GRAY, 2011; FANN INSTRUMENT COMPANY, 2005, 2009).

Figura 2 – Disposição sugerida dos equipamentos no laboratório de ensino



Os equipamentos complementares poderiam ser adicionados ao laboratório de ensino proposto ou colocados em um local específico. O espaço limitado no campus torna difícil encontrar uma sala que possa ser utilizada, mas há a alternativa de se utilizar container de carga. Existem empresas especializadas em modificar containers, inclusive para a instalação de laboratórios químicos, farmacêuticos ou médicos, com acabamento adequado, instalações elétricas e hidráulicas e que podem ser integrados a prédios existentes. A principal vantagem é a possibilidade de se instalar a capela de exaustão no container (DROPBOX INC., 2018). A Figura 3 apresenta uma sugestão de planta para o laboratório de pesquisa em container tipo High Cube de 20 pés. A planta inclui 2 portas de 1,20m, refrigerador embutido, espaço para pia funda e capela distante das saídas e da bancada de trabalho. Os equipamentos e o espaço adicionados pelo container poderiam ser utilizados também para projetos e experimentos de outras áreas.

Figura 3 – Disposição sugerida do laboratório de pesquisa em container de 20 pés



4. Conclusão

Analisando as normas técnicas e manuais de laboratório, constatou-se que um laboratório básico de teste de lamas deve contar com uma balança de lama, funil Marsh, viscosímetro, prensa, retorta, kit para análise do teor de areia, pHmetro, instrumentos para titulação, forno rotativo e lubrificímetro. Considerando o espaço disponível na Poli-Santos, seria preciso converter o Laboratório de Química em um laboratório de ensino multifuncional. A impossibilidade de instalar a capela impediria a realização de testes de dureza e limitaria a eficiência de testes de corrosividade com lamas à base de óleo, mas isso não interfere na execução dos demais procedimentos, e não inviabiliza a criação do laboratório.

Equipamentos especializados para altas temperaturas e pressões seriam úteis para projetos de pesquisa. Esses itens podem ser colocados no laboratório de ensino, mas a principal vantagem de se criar um laboratório de pesquisa separado em um container de carga modificado é viabilizar a instalação da capela de exaustão. O modelo High Cube de 20 pés seria o espaço ideal para isso.

Avaliando os resultados obtidos, concluiu-se que a criação de um laboratório multifuncional de ensino na Poli-Santos, instrumentado para análise de fluidos de perfuração, é um projeto viável, e que a instalação do laboratório de pesquisa separado em um container modificado soluciona a questão da capela e é, portanto, a alternativa mais vantajosa.

5. Referências

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **RP 13B-1: Standard Procedure for Field Testing Water-based Drilling Fluids**^{5ª ed.} American Petroleum Institute Production Department. Washington, D.C., 121 p, 2017.
- BARBOSA, J. A. *Laboratório de Ensino de Graduação em Engenharia de Petróleo (LEGEPE)*. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo). Universidade Federal Fluminense. Niterói, 96p, 2013.
- CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Composition and properties of drilling and completion fluids*. 6ª ed. Houston: Gulf Professional Publishing, 630 p, 2011.
- COMISSÃO DE ENSINO TÉCNICO. **Guia de Laboratório para o Ensino de Química: instalação, montagem e operação**. Conselho Regional de Química - IV Região. São Paulo, 28 p, 2012.
- DROPOBOX INC. DropBox Inc. *Provides Portable Chemical Labs for Natural Gas Industry*. DropBox Inc., 2018. Disponível em: <<http://www.dropboxinc.com/shipping/container/modification/blog/topic/containerized-lab>>. Acesso em: 27 maio 2019.
- DUARTE, R. G. *Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração Para Estudos de Estabilidade de Poços*. Dissertação (Mestrado). PUC-Rio. Rio de Janeiro, 115 p, 2004.
- FANN INSTRUMENT COMPANY. Aging of Water Based Drilling Fluids. **Fann**, 2005. Disponível em: <https://www.fann.com/content/dam/fann/Brochures/Aging_of_Drilling_Fluids.pdf>. Acesso em: 10 maio 2019.
- FANN INSTRUMENT COMPANY. Chemical Analysis Instruction Book. **Fann**, 2009. Disponível em: <<https://www.fann.com/content/dam/fann/Manuals/Chemical%20Analysis.pdf>>. Acesso em: 13 maio 2019.
- INSTITUTO DE QUÍMICA/UFRJ. *Laboratório de Fluidos de Perfuração 2*. **Instituto de Química - Universidade Federal do Rio de Janeiro**, 2013. Disponível em: <<https://www.iq.ufrj.br/laboratorios/laboratorio-de-fluidos-de-perfuracao-2/>>. Acesso em: 27 abr. 2019.
- INSTITUTO FEDERAL DA BAHIA. *Novos Equipamentos Para o Laboratório de Fluidos*. **IFBA**, 2017. Disponível em: <<https://portal.ifba.edu.br/simoes-filho/artigos/novos-equipamentos-para-o-laboratorio-de-fluidos>>. Acesso em: 27 abr. 2019.
- MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. *Fundamentals of drilling engineering*. **SPE Textbooks Series**, v. 12. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 706 p, 2011.
- NAGUYEN, T. **PE 311 – Chapter 2 - Drilling Fluid Field Tests**. (Manual de Laboratório da matéria PE 311: Drilling Engineering da faculdade New Mexico Tech). Socorro: New Mexico Institute of Mining and Technology, 2012.
- NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. **NACE Standard RP0775: Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oilfield Operations**. NACE International. Houston, 18 p, 2005.
- PREFEITURA DE SANTOS. *Proprietários de imóveis tombados devem obedecer regra para reformas*. **Prefeitura de Santos**, 2016. Disponível em: <<http://www.santos.sp.gov.br/?q=content/proprietarios-de-imoveis-tombados-devem-obedecer-regra-para-reformas>>. Acesso em: 22 maio 2019.
- SCHRADER, R. J. **Drilling Fluids Laboratory Manual**. (Instruções de aula da matéria PET303: Drilling Fluids Lab da faculdade Montana Tech of the University of Montana). Butte: Montana Tech of the University of Montana, 2016.
- SPE SEÇÃO BRASIL. **Proposta Curricular para os Cursos de Bacharelado em Engenharia de Petróleo**. Society of Petroleum Engineers. Rio de Janeiro, 50 p, 2013.