



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

**DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE UM
LUBRIFICANTE A BASE DE MICROEMULSÃO (A/O) PARA
APLICAÇÃO EM PERFURAÇÃO DE ZONAS DEPLETADAS**

Mestrando: Italo Xavier Queiroz

Orientador(a): Prof. Dr. Alfredo Ismael Curbelo Garnica

Co-orientador: Profa. Dra. Fabiola Dias da Silva Curbelo

ITALO XAVIER QUEIROZ

**DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE UM
LUBRIFICANTE A BASE DE MICROEMULSÃO (A/O) PARA
APLICAÇÃO EM PERFURAÇÃO DE ZONAS DEPLETADAS**

JOÃO PESSOA – PB

2018

ITALO XAVIER QUEIROZ

**DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE UM
LUBRIFICANTE A BASE DE MICROEMULSÃO (A/O) PARA
APLICAÇÃO EM PERFURAÇÃO DE ZONAS DEPLETADAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química do Centro de Tecnologia da Universidade Federal da Paraíba em cumprimento aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Orientador: Prof. Alfredo Ismael Curbelo Garnica

Coorientador: Prof. Fabiola Dias da Silva Curbelo

JOÃO PESSOA – PB

2018

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

Q3d Queiroz, Italo Xavier.
 Desenvolvimento e avaliação de um lubrificante a base
 de microemulsão (a/o) para aplicação em perfuração de
 zonas depletadas / Italo Xavier Queiroz. - João Pessoa,
 2018.
 78 f. : il.

 Orientação: Alfredo Ismael Curbelo Garnica.
 Coorientação: Fabiola Dias da Silva Curbelo.
 Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT.

 1. Engenharia química. 2. Lubrificante - Microemulsão.
 3. Fluido de perfuração. I. Garnica, Alfredo Ismael
 Curbelo. II. Curbelo, Fabiola Dias da Silva. III.
 Título.

UFPB/BC

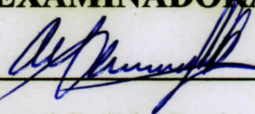
ITALO XAVIER QUEIROZ

**DESENVOLVIMENTO E AVALIAÇÃO DE UM LUBRIFICANTE A
BASE DE MICROEMULSÃO (A/O) PARA APLICAÇÃO EM
PERFURAÇÃO DE ZONAS DEPLETADAS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química do Centro de Tecnologia da Universidade Federal da Paraíba em cumprimento aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

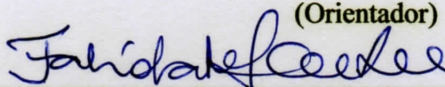
Aprovada em 20 de fevereiro de 2018.

BANCA EXAMINADORA



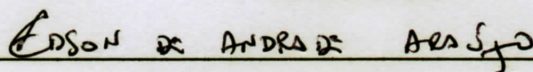
Prof. Dr. Alfredo Ismael Curbelo Garnica – UFPB

(Orientador)



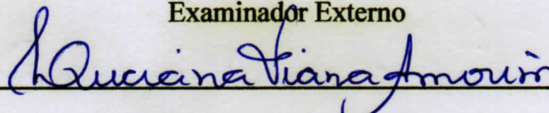
Prof. Dra. Fabiola Dias da Silva Curbelo – UFPB

(Orientadora)



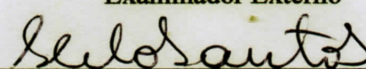
Prof. Dr. Edson de Andrade de Araújo – UFPA

Examinador Externo



Prof. Dra. Luciana Viana Amorim – UFCG

Examinador Externo



Prof. Dra. Sharline Florentino de Melo Santos – UFPB

Examinador Externo

À minha família, em particular,
aos meus pais, Djaci e Erlandia,

Dedico.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e ao meu irmão, exemplo únicos de educação, pelos ensinamentos e apoio incondicional.

Aos meus orientadores, Prof. Dr. Alfredo Ismael Curbelo e Prof. Dra. Fabiola Dias da Silva Curbelo, pelo apoio, ensinamentos e oportunidade de estar, participar e contribuir com o Laboratório de Petróleo (LAPET), contribuindo assim com meu crescimento acadêmico e profissional.

Aos professores, colegas e amigos, Edson Araújo e Glauco Braga, por todo suporte, ensinamento, dentro e fora do laboratório, e amizade sincera.

À turma 2016 do curso de mestrado em engenharia química, não meros colegas e sim amigos durante esse período, pelos dias de aprendizado e diversão ao lado de vocês.

Aos professores, técnicos, alunos e colegas dos laboratórios da UFPB, UFCG, UFRN e UFRSA, que foram de suma importância para conclusão desta pesquisa.

As empresas Elizabeth Cimentos e PETROBRAS pelas doações de matérias primas, essenciais para este trabalho.

À instituição Universidade Federal da Paraíba (UFPB), pela oportunidade de realização deste curso.

Ao Programa de Apoio à Pós-Graduação (PROAP), juntamente com a CAPES, pela bolsa concedida.

E a todos aqueles, amigos, colegas, entre outros, que de alguma forma, contribuíram com a realização deste trabalho.

RESUMO

A busca por novos poços de petróleo ou otimização de recuperação de petróleo é recorrente, implicando na necessidade de perfurações em locais onde já houveram produção. Esses locais, denominados de zonas depletadas, podem acarretar em problemas comumente encontrados que podem impossibilitar o prosseguimento da perfuração, como prisão de coluna por diferencial de pressão. Para evitar tal problema, adiciona-se um aditivo lubrificante ao fluido de perfuração base água, que tem como função: aumentar a estabilidade do poço, aumentar a taxa de perfuração, aumentar a vida útil das brocas, entre outros. Este trabalho tem o objetivo desenvolver e avaliar o uso de microemulsões como aditivo lubrificante em um fluido de perfuração base água, caracterizando as microemulsões, o fluido de perfuração reproduzido e avaliado a eficiência do fluido aditivado com a microemulsão em diferentes concentrações. A caracterização das microemulsões e do fluido apresentaram resultados satisfatórios, dentro dos padrões encontrados na literatura. Nas análises de lubricidade e prisão de coluna, as microemulsões desenvolvidas se apresentaram eficientes como aditivo lubrificante para o fluido de perfuração, melhorando em mais de 20% a lubricidade do fluido. O lubrificante desenvolvido neste trabalho encontra-se protegido pela patente de número BR102017001598, do Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI).

Palavras-chave: fluido de perfuração, tensoativo, óleo de pinho, lubricidade, prisão de coluna.

ABSTRACT

Search for new oil wells or optimization of oil recovery is recurrent, implying the necessity for drilling in places where there already been production. These places, called depleted zones, can lead in common problems that may make it impossible to continue drilling, such as pressure differential column arrest. To avoid this problem, a lubricate additive is added to water-based drilling fluids, which has the function of increasing the well stability, increasing the drilling rate, increasing the useful life of drills, and others. This work aims to develop and evaluate the use of microemulsions as a water-based drilling fluid lubricant additive, characterizing the microemulsions, the drilling fluid reproduced and evaluated the efficiency of fluid additives with the microemulsion in different concentrations. The characterization of the microemulsions and the fluid presented satisfactory results, within the standards found in the literature. In the analyzes of lubricity and column arrest, the developed microemulsions were efficient as a lubricant additive for the drilling fluid, improving in more than 20% the lubricity of the fluid. The lubricant developed in this work is protected by patent number BR1021700598, from the Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI).

Key words: drilling fluid, surfactant, pine oil, lubricity, column imprisonment.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Formação de reboco em prisão de coluna.	15
Figura 2.2 - Diagrama de fases ternário.....	26
Figura 2.3 - Tipos de tensoativos.....	28
Figura 4.1 – Fluxograma da metodologia de trabalho.	33
Figura 4.2 - Diagrama ternário do Lub E.....	35
Figura 4.3 - Diagrama ternário do Lub R	35
Figura 4.4 - Equipamento de medição de potencial Zeta, Zetatrac	36
Figura 4.5 - Lubricity Tester marca OFITE	38
Figura 4.6 - Misturador Hamilton Beach.....	41
Figura 4.7 - Sistema de aquecimento de fluido no viscosímetro	44
Figura 4.8 - Balança de lama da marca Fann.....	45
Figura 4.9 - Sistema de ensaio de filtração.....	46
Figura 4.10 - Equipamento Differential Sticking Tester	47
Figura 5.1 - Ponto escolhido Lub E no diagrama ternário.	49
Figura 5.2 - Ponto escolhido Lub R no diagrama ternário.....	50
Figura 5.3 - Fluidos de perfuração produzidos	54
Figura 5.4 - Filtrado do fluido F1 após 30 minutos.	55
Figura 5.5 - Camada de reboco formada no ensaio de filtração.	55
Figura 5.6 – Gráfico comparativo dos coeficientes de lubricidade médio dos fluidos.....	61

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Componentes da microemulsão	34
Tabela 4.2 - Formulação do fluido base água.....	39
Tabela 4.3 - Formulação do Fluido de Perfuração Base água	41
Tabela 4.4 - Proporções dos Lubrificantes para cada amostra de Fluido.	46
Tabela 5.1 - Composição das microemulsões	50
Tabela 5.2 - Resultado do teste de Potencial Zeta	51
Tabela 5.3 - Diâmetro e índice de polidispersão das partículas de microemulsão.	51
Tabela 5.4 - Temperatura de turbidez.....	52
Tabela 5.5 - Coeficiente de lubricidade	53
Tabela 5.6 - Composição dos fluidos de perfuração produzidos.....	53
Tabela 5.7 - Densidade média do fluido padrão F1	54
Tabela 5.8 - Resultados de filtrado.....	56
Tabela 5.9 – Viscosidade aparente dos fluidos a temperatura ambiente	56
Tabela 5.10 – Viscosidade aparente dos fluidos a temperatura de 60 °C	56
Tabela 5.11 – Viscosidade plástica dos fluidos a temperatura ambiente	57
Tabela 5.12 – Viscosidade plástica dos fluidos a temperatura de 60°C	57
Tabela 5.13 – Limite de escoamento dos fluidos a temperatura ambiente	57
Tabela 5.14 – Limite de escoamento dos fluidos a temperatura de 60 °C.....	58
Tabela 5.15 - Forças géis média dos fluidos a temperatura ambiente	59
Tabela 5.16 - Forças géis média dos fluidos a temperatura de 60 °C	59
Tabela 5.17 – Coeficiente de lubricidade dos fluidos.....	60

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	10
1.1.	OBJETIVO GERAL.....	12
1.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	12
2.	REVISÃO DA LITERATURA.....	13
2.1.	PERFURAÇÃO DE ZONAS DEPLETADAS.....	13
2.2.	PRISÃO DE COLUNA POR DIFERENCIAL DE PRESSÃO.....	14
2.3.	FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	16
2.3.1.	FLUIDOS BASE ÓLEO.....	16
2.3.2.	FLUIDOS BASE GÁS.....	17
2.3.3.	FLUIDOS BASE ÁGUA.....	18
2.3.4.	ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSO.....	19
2.3.5.	PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	20
2.4.	LUBRIFICANTES.....	23
2.4.1.	LUBRICIDADE.....	24
2.5.	MICROEMULSÃO.....	25
2.5.1.	TENSOATIVOS.....	27
2.5.2.	ÓLEO DE PINHO.....	29
3.	ESTADO DA ARTE.....	30
4.	METODOLOGIA.....	33
4.1.	MICROEMULSÕES.....	33
4.1.1.	CARACTERIZAÇÃO DAS MICROEMULSÕES.....	36
4.2.	FLUIDO DE PERFURAÇÃO.....	38
4.2.1.	CARACTERIZAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO.....	42
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	49
5.1	CARACTERIZAÇÃO DAS MICROEMULSÕES.....	49
5.2	FLUIDO DE PERFURAÇÃO.....	53
	CONCLUSÃO.....	63
6.	REFERÊNCIAS.....	64
7.	ANEXOS.....	76

1. INTRODUÇÃO

A cada dia novos poços são perfurados em zonas de formações onde já houveram produção de óleo, a razão para tal é que um reservatório necessitaria ser perfurado em um local diferente para otimizar a recuperação de petróleo, ou ainda, existir um novo reservatório localizado abaixo de um mais antigo e que não foi possível o alcance anteriormente. Porém a baixa pressão dos poros pode acarretar em riscos na operação (KARTEVOLL, 2009).

Perfurar novos poços em campos depletados, que, segundo Sousa (2015), a Petrobras descobriu novos indícios de petróleo no campo Fazenda Belém, um campo terrestre em território cearense, que já havia sofrido redução de 45% do volume de sua produção.

Um dos maiores problemas encontrados na perfuração de poços de petróleo é a prisão de coluna por diferencial de pressão, podendo acarretar na impossibilidade da continuação da perfuração. Este problema é ainda mais decorrente em perfuração de zonas depletadas, pois nessas zonas a formação a ser perfurada possui fraturas, decorrentes de perfurações anteriores, e são instáveis (REID e SANTOS, 2003).

Para minimizar esse problema, normalmente, são utilizados fluidos de perfuração com propriedades e características que previnam tal problema em zonas depletadas. O uso de fluido de perfuração base óleo é de alta eficiência nessas situações, porém possuem um custo elevado e, geralmente, são prejudiciais ao meio ambiente.

Uma outra solução é o uso de aditivos lubrificantes para fluidos de perfuração base água, porém a utilização de aditivos pode modificar características fundamentais dos fluidos, o que se faz necessário um estudo minucioso para tal aditivação.

Segundo Amorim (2013), o uso de lubrificante como aditivo de um fluido de perfuração base água ou um fluido base óleo, reduz consideravelmente o risco de ocorrência de prisão diferencial.

Os lubrificantes, aditivos de fluidos de perfuração, comercializados, em sua maioria, são compostos por óleos sintéticos, ou possuem um alto custo de produção, devido as inúmeras etapas de sua fabricação (CARRETEIRO e BELMIRO, 2006). O que implica a busca por novas formulações para o mercado do petróleo.

Devido a essas variáveis, no mercado industrial do petróleo, há necessidade de se

reduzir o impacto ambiental, utilizando materiais biodegradáveis. Com essa finalidade, estudos e trabalhos científicos vem crescendo em busca dos chamados biolubrificantes, em sua maioria, composto por óleos vegetais, emulsões, microemulsões e nanoemulsões.

Além disso, essas formulações a base de microemulsões possuem um grande potencial na indústria do petróleo, sendo aplicadas na recuperação de óleos pesados de borras, remoção de dano de poços injetores de água, na recuperação avançada de petróleo, entre outros (OLIVEIRA et al., 2010).

Nesse sentido este trabalho utiliza as microemulsões como ponto de partida para formular lubrificantes para serem utilizados na indústria de petróleo.

1.1. OBJETIVO GERAL

Em busca de soluções sustentáveis, com menor custo operacional e economicamente, este estudo tem como objetivo desenvolver um lubrificante biodegradável a base de microemulsão (A/O) que possa ser aplicado em um fluido de perfuração base água, com características similares aos comercializados atualmente.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos desta pesquisa são:

1. Obter microemulsões a partir de diagramas de fases de componentes de um óleo de pinho, um tensoativo não iônico, Tween 80, e água aditivada de Cloreto de Sódio ou Glicerina.
2. Caracterizar as microemulsões para a verificar da viabilidade da mesma como lubrificante de um fluido de perfuração com testes de temperatura de solubilização, potencial zeta, tamanho de partícula e lubricidade.
3. Reproduzir e caracterizar um fluido de perfuração base água utilizado em perfurações *onshore*, semelhante aos poços das zonas depletadas.
4. Avaliar a característica lubrificante e a tendência de prisão diferencial dos fluidos aditivado com a microemulsão em proporções reais de um lubrificante comercial.
5. Avaliar o uso de microemulsão (A/O) como aditivo lubrificante em fluidos de perfuração comparado a um lubrificante comercial.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. PERFURAÇÃO DE ZONAS DEPLETADAS

A exploração de petróleo e gás em um campo de petróleo implica a diminuição da diferença de pressão entre a formação e pressão de fratura, consideradas zonas depletadas. Devido a essa diminuição da diferença de pressão, as variações nos parâmetros de perfuração poderão acarretar em um grande impacto nas condições de fundo de poço.

O maior desafio de perfurar zonas depletadas é perfurar formações não homogêneas, podendo haver zonas de permeabilidade significativamente diferentes. Com isso, saber o comportamento exato desses parâmetros afetarão a pressão no fundo do poço é um fator primordial para minimizar os riscos operacionais. (KARTEVOLL, 2009).

A importância da perfuração das zonas depletadas aumenta a cada dia devido ao aumento de descoberta de depósitos de óleo em campos maduros. Esses novos depósitos são tipicamente encontrados abaixo ou entre formações perfuradas (ADACHI et al., 2004).

Perfurar zonas depletadas podem otimizar a exploração de poços primários, como relatado por Ezza, Rut e Poole (2002), em um campo no Egito com 27 anos de produção, onde a partir de perfuração de zonas depletadas para controlar vazamento de fluido, conseguiram aumentar a produção diária em 295%.

Apesar dos cenários complexos, perfurar zonas depletadas tornou-se frequente em inúmeros poços. Com uma combinação de otimização de fluidos de perfuração e boas práticas de perfuração, consegue-se obter petróleo em um poço considerado depletado (FRIEDHEIM e TEHRANI, 2007).

A otimização de um fluido de perfuração para zonas depletadas é necessária para resolver problemas que podem ser encontrados nesse tipo de formação, como:

- Estabilidade do poço;
- Fraturas naturais e induzidas;
- Perda de fluido;
- Aprisionamento por diferencial de pressão;
- Otimização de produtividade.

Problemas como a prisão de coluna por diferencial de pressão, podem ocasionar desde a quebra e perda de equipamentos no poço, assim como a interrupção completa da perfuração, o que leva a buscar soluções mecânicas, térmicas e químicas, fortalecendo assim a estrutura do poço, buscando aumentar o gradiente de fratura da formação.

2.2. PRISÃO DE COLUNA POR DIFERENCIAL DE PRESSÃO

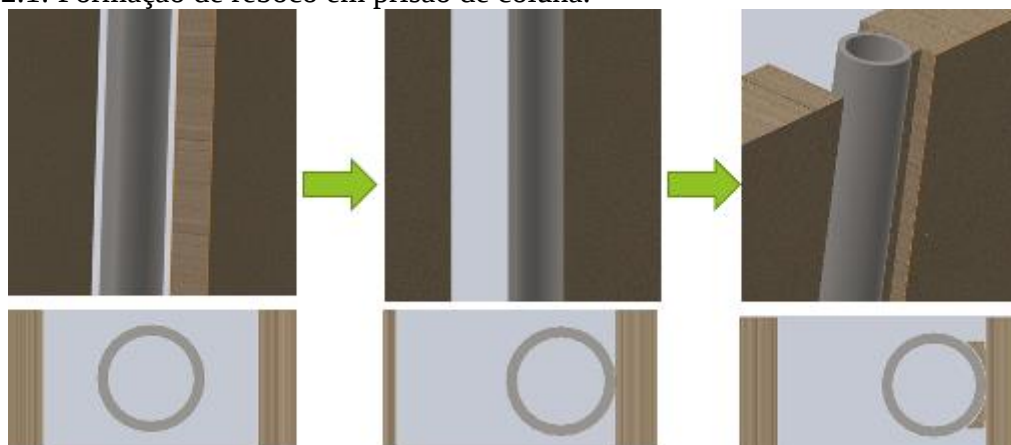
O aprisionamento de coluna de perfuração em um poço acontece quando a coluna perde seus movimentos radiais e axiais, que pode ocorrer devido a fatores como fechamento do poço, provocado pelo inchamento de argilas, desmoronamento interno das paredes e por diferença de pressão entre o poço e a formação. Esse aprisionamento pode resultar em perda de ferramentas de perfuração ao abandono do poço, ou seja, prejuízos técnicos e econômicos (SOUZA et al., 2003).

Em perfuração de poços direcionais, comum em zonas depletadas, existe uma maior vulnerabilidade da ocorrência da prisão de coluna por diferencial de pressão, devido a um maior contato entre as paredes do poço e a coluna de perfuração (CARDOSO, 1992).

O fenômeno da prisão de coluna, pode ocorrer em paradas programadas para manobras e conexões, quando a coluna se encontra em uma zona de formação permeável formando um reboco ineficiente devido a filtração do fluido de perfuração e deposição de sólidos no mesmo. Havendo uma diferença de pressão entre o fluido de perfuração e a pressão da formação, onde a pressão do fluido de perfuração é maior que a pressão de formação (o que geralmente ocorre), pode acarretar no aprisionamento do fluido, denominado prisão diferencial (CHIPINDU, 2010).

A Figura 2.1 ilustra a ocorrência de incorporação da coluna ao reboco de filtro de lama após a coluna encostar na parede do poço, devido à uma diferença de pressão. Ao passar do tempo, o reboco de filtro de lama se acumula em torno da coluna, aumentando a área de contato, sendo necessário um aumento na força para retirada do tubo ou reiniciar a rotação. Essa força é função da pressão diferencial, da área de contato e do atrito entre o reboco e o tubo.

Figura 2.1: Formação de reboco em prisão de coluna.



Autores como Reid et al. (1996) e Pereira (2010), associam os problemas por prisão diferencial de coluna às características inadequadas do fluido de perfuração, formação geológica a ser perfurada e a área de contato da coluna com a formação.

Em uma perfuração, o parâmetro mais fácil de ser regulado para reduzir a ocorrência de prisão diferencial de coluna é o fluido de perfuração, ajustando suas propriedades de filtração e aumentando a lubricidade (BUSHNELL-WATSON e PANESAR, 1991). Um dos métodos tradicionais para prevenir o problema de prisão de coluna por diferencial de pressão é a utilização de um fluido base óleo. Por décadas, esse tipo de fluido era composto basicamente por petróleo bruto (HALLIDAY e CLAPPER, 1989).

Além disso, estudos indicam que fluidos a base de água podem ser utilizados com adição de lubrificantes que podem reduzir o risco de prisão de coluna e, em caso de aprisionamento, implica na redução da força necessária para liberá-la (NASCIMENTO et al., 2010).

Em busca de viabilidade econômica e ambiental, recentes estudos científicos trouxeram avanços na tecnologia do fluido, utilizando óleo vegetal, que são orgânicos ou menos tóxicos, como alternativa para aditivos de fluidos de perfuração base água, buscando a prevenção de problemas como o de prisão de coluna.

O uso do fluido de perfuração adequado, juntamente com a presença de aditivos lubrificantes, reduz o atrito existente entre a coluna de perfuração, o reboco e a formação, diminuindo a probabilidade da ocorrência de aprisionamento de coluna por diferencial de

pressão (AMORIM, APOLINÁRIO e NASCIMENTO, 2013).

2.3. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Um fluido de perfuração é o fluido que circula dentro de um poço, utilizado para retirar cascalhos do processo de perfuração, possuindo diversas funções secundárias. Em sua grande maioria têm em sua composição um fluido base e aditivos químicos, cedendo suas propriedades (adensantes, viscosificantes, controladores de filtrado, alcalinizantes, lubrificantes, *etc*).

As principais funções de um fluido de perfuração são manter a estabilidade física e química das paredes do poço, remover até a superfície os resíduos da perfurados, limpar, lubrificar e resfriar a coluna de perfuração e a broca, controlar as pressões da superfície interna do poço, transmitir potência hidráulica à broca e aos motores de fundo, transmitir para a superfície dados de parâmetros de perfuração ou geológicos quando são usados sistemas de fundo com medição contínua (PINTO, 2012).

Segundo Duarte (2004), as principais características de um fluido de perfuração englobam aceitar qualquer tratamento químico ou físico, pois dessa forma o fluido utilizado pode ser tratado e reaproveitado reduzindo gastos para realizar uma nova formulação de fluidos, não interagir com as formações rochosas para que não haja desequilíbrio das propriedades químicas, como aumento do teor de algum constituinte químico do fluido, ou nas propriedades físicas do fluido como densidade, reologia, filtração, teor de sólidos, e deve ter compatibilidade com o custo da operação de perfuração.

Os tipos de fluidos utilizados em uma perfuração variam de acordo com a necessidade e disponibilidade dos campos e formações, e podem ser classificados de acordo com a fase contínua utilizada: base óleo, base água ou base gás.

2.3.1. FLUIDOS BASE ÓLEO

Os fluidos base óleo, também conhecidos como fluidos sintéticos, possuem a

característica de serem fluidos de alta eficiência, isso se dá pelo fato de serem constituídos basicamente por óleo, em sua fase contínua ou dispersante. Segundo Thomas (2001) o uso desse tipo de fluido eleva o custo inicial da perfuração, o que o torna inviável em diversas perfurações de poços. Serra (2003), afirma que a fase contínua de um fluido base óleo pode ser óleo bruto, óleo mineral ou até mesmo diesel. Porém as pesquisas recentes buscam utilizar óleos vegetais e animais como fase contínua como solução ambiental para estes.

Gray e Darley (1981), destacam que as principais vantagens dos fluidos sintéticos, quando comparado ao desempenho dos fluidos base água são:

- Baixa compatibilidade com as formações reativas (sensíveis a água);
- Maior estabilidade térmica e estrutural (para perfurações de poços profundo e/ou com altas temperaturas);
- Melhor capacidade de lubrificação da broca e da coluna de perfuração;
- Menor taxa de corrosão.

Segundo Souza (2012) os óleos possuem características indesejáveis, sendo inflamáveis e possuindo potencial de danificar elementos como mangueiras, anéis, juntas e elementos do sistema de proteção de *blowout*. Geralmente, os óleos empregados nos fluidos base oleosa, contêm compostos tóxicos ou perigosos que causam danos à saúde e ao meio ambiente, além disso, solubilizam muitos gases encontrados na perfuração de poços, que interfere no processo de detecção de gases.

Devido a estas e outras características, este tipo de fluido é empregado, principalmente, em poços:

- De alta pressão e alta temperatura (HPHT – *High Pressure High Temperature*);
- Formações de folhetos argilosos e plásticos;
- Formações salinas;
- Formações de arenitos danificáveis por fluidos à base água;
- Formações com baixa pressão de poros ou de fraturas.

2.3.2. FLUIDOS BASE GÁS

Os fluidos considerados base gás, possuem como fase contínua uma fase gasosa, que

pode ser constituída por névoa (gotículas de água com ar), gás seco ou aerado e espumas, definidas como gotículas de ar envolvidos por água (SCHRAMM, 2000).

O fluido base gás pode substituir os fluidos à base de água ou óleo, porém deve-se ter cuidado, pois a combinação do ar utilizado com os hidrocarbonetos existentes no interior do poço poderá acarretar em incêndios, além disso, os fluidos aerados não devem ser aplicados em poços que exigem um alto controle de pressão (SCHAFELL, 2002). Recomenda-se a utilização em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa, formações muito duras e em regiões de escassez de água, os fluidos base gás é usado como fluido circulante na perfuração rotativa (THOMAS, 2001).

Os fluidos base gás possuem como principais vantagens, aumentar a pressão de operação sem intensificar o dano às rochas do reservatório, aumentando, assim, a vazão de produção e o fator de recuperação do fluido (CARVALHO, 2005).

2.3.3. FLUIDOS BASE ÁGUA

Os fluidos base água são os mais empregados nas perfurações de poços em todo o mundo. Sua constituição é de basicamente água e aditivos. Este tipo de fluido é ambientalmente mais adequado, possui um custo baixo e, normalmente, possui maior disponibilidade (ALMEIDA e SILVA, 2010).

Segundo Thomas (2001), a água é a fase contínua e é o principal componente deste tipo de fluidos, e sua principal função é prover meio de dispersão para materiais coloidais, como argilas e polímeros, que controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado, de forma que o fluido possua uma boa taxa de remoção de cascalhos e capacidade de estabilização das paredes do poço. Para a utilização de um fluido base água em um campo são considerados alguns fatores, como: a proximidade de rios ou lagos que ofereçam a água de qualidade nas proximidades da sonda, o custo com o transporte e o tratamento, a natureza das formações geológicas a serem perfuradas, além dos aditivos usados na formulação do fluido.

Desenvolver fluidos ambientalmente seguros e com desempenho tão eficientes quanto fluidos de perfuração base óleo e gás são o maior desafio da indústria do petróleo, com isso as pesquisas atuais objetivam novas formulações de fluidos com diversos aditivos químicos dissolvidos para buscar tal eficiência (FARIAS, 2009).

2.3.4. ADITIVOS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSO

Os aditivos de fluidos de perfuração são adicionados a um fluido de perfuração base água, com objetivo de controlar suas propriedades, deixando-os com as características ideais para uma determinada formação a ser perfurada. Esses aditivos podem ser adicionados antes do início da perfuração como ao longo da mesma, possibilitando assim, o controle de suas propriedades (CARVALHO, 2005). Com função de melhorar as características do fluido, a composição do fluido deve estar em equilíbrio, evitando que um aditivo favoreça uma propriedade sem prejudicar outra (BARRETO, 2006).

Os principais aditivos em fluido de perfuração base água são os viscosificantes, adensantes, controladores de filtrado, inibidores de inchamento, entre outros.

Viscosificantes

São os aditivos químicos com função de aumentar a viscosidade do fluido, facilitando assim, a limpeza do poço e a suspensão dos cascalhos durante as paradas da perfuração. Os principais aditivos utilizados como viscosificantes são: bentonita, goma xantana e amido pré gelatinizado.

A goma xantana é o aditivo químico mais aplicado como viscosificante, por possuir uma característica de elevar a viscosidade do fluido em baixas concentrações (ALMEIDA e SILVA, 2010). Além de possuir um baixo custo, a goma xantana possui caráter aniônico e elevada massa molar.

Adensantes

Os aditivos adensantes têm a função de aumentar a densidade do fluido sem interferir nas outras propriedades do fluido. Sulfato de Bário e a barita são as substâncias mais utilizadas nos fluidos base água, este último aumentado a massa específica do fluido de forma direta, sem reagir com os componentes do fluido (ALMEIDA e SILVA, 2010).

Alguns projetos de fluidos de perfuração utilizam o calcário como adensante, tendo em vista que estes têm como função chumbar os poros das rochas e promove o aumento da massa

específica do fluido, possuindo assim, uma função secundária de adensante (ANACLETO, 2015).

Controladores de filtrado

Os controladores de filtrado tem a função de evitar a perda de fluido, invadindo as formações. O objetivo é criar um reboco fino e de baixa permeabilidade na parede do poço.

Esses aditivos são classificados como insolúveis e solúveis em meio ácido. Os insolúveis são em sua maioria polímeros, como o carboximetilcelulose (CMC) e o hidroxipropilamido (HPA) que são adsorvidos nas superfícies coloidais e diminuem a permeabilidade do reboco (ANACLETO, 2015). Os aditivos solúveis atuam com função obturante, reduzindo a taxa de filtração, formando uma obstrução nos poros das rochas. O calcário é um aditivo solúvel bastante utilizado, por ser rico em carbonato de cálcio (LOMBA, 2010).

Inibidores de inchamento

Os inibidores de inchamento são aditivos químicos que tem a função de prevenir ou minimizar o processo de hidratação das argilas, evitando a instabilidade das formações relacionadas a entrada de água nos folhetos rochosos (NASCIMENTO et al., 2009). A atuação desses inibidores consiste na fixação, via adsorção física ou química, da fração catiônica na superfície negativa da argila, liberando o cátion original presente para o meio (MELLO, 2001).

Sais como o cloreto de potássio (KCL) e o cloreto de sódio (NaCl) são as substâncias mais comumente utilizadas na composição de fluidos de perfuração como inibidores de inchamento, tendo em vista que atuam de forma positiva a inibição dos folhelhos (NASCIMENTO et al., 2009).

2.3.5. PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A determinação e avaliação das propriedades de um fluido de perfuração é de vital importância para sua aplicação no poço durante a perfuração. Essas propriedades são fundamentais para desenvolvimento de novas formulações, definição de tratamento em testes

piloto e trabalhos de pesquisa, igualmente em sondas e laboratórios de pesquisa (PETROBRAS, 1991).

Segundo a ISO 10414:2001 (2003), as principais propriedades de um fluido de perfuração são: densidade, parâmetros reológicos (viscosidade plástica e limite de escoamento), forças géis, filtrado, entre outros.

Densidade

Segundo Annis e Smith (1996), a densidade de um fluido de perfuração deve ser tal, para que a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração evite o influxo de fluidos para o poço. Sendo essa propriedade, o ponto inicial do controle de pressão em uma perfuração.

Através da pressão hidrostática, a densidade mantém a estabilidade das paredes do poço e a concentração dos fluidos nas formações. Usualmente, esta propriedade é expressa em lb/gal (PETROBRAS, 1991).

Não se tem um valor padrão para densidade ideal de um fluido de perfuração, tendo vista que este parâmetro depende da formação a ser perfurada. As formações, comumente, podem variar a densidade de 8,3 a 9,0 lb/gal. Calabrez (2013), caracterizou quatro fluidos de perfuração base água, onde estes apresentaram uma variação de densidade entre 9,01 a 12,18 lb/gal.

Parâmetros reológicos

Essas propriedades explanam o fluxo de fluidos no sistema de circulação sonda-poço, permitindo estimar as perdas de carga por fricção, capacidade de transporte e sustentação de sólidos (MACHADO, 2002).

Os parâmetros reológicos mais comuns são: viscosidade aparente, viscosidade plástica e o limite de escoamento (SANTOS, 2012). A viscosidade aparente (VA) representa a tensão de cisalhamento aplicada ao fluido para que ele se desloque, a viscosidade plástica (VP) define a resistência ao escoamento devido ao contato das partículas das substâncias dispersas e as partículas do dispersante compostos no fluido de perfuração. O limite de escoamento (LE) é a tensão mínima necessária para colocar o fluido em movimento (ANACLETO, 2015).

Usualmente, a viscosidade aparente e plástica é expressas em cP e o limite de escoamento em N/m². Autores como Amorim et. al (2007) e Medeiros, Amorim e Santana (2008), estudaram fluidos de perfuração que apresentaram valores para viscosidade aparente variando de 23,0 a 42,5 cP, para viscosidade plástica entre 10,0 e 21,0 cP e limite de escoamento entre 21,5 e 27,0 N/m². Segundo Shiroma (2012) os fluidos de perfuração devem obedecer à Norma PETROBRAS N-2604 (1998), baseada na API Spec 13A (1993), onde um fluido de perfuração deve possuir uma viscosidade aparente mínima de 15,0 cP, viscosidade plástica mínima de 4,0 cP e limite de escoamento máximo igual a 1,5xVP.

Forças Géis

A força gel é parâmetro de natureza reológica que permite estudar a característica do fluido de gelificar quando encontra-se em repouso, indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas (MELLO, 2008). Usualmente, são medidas as forças géis inicial (G_0), final (G_{10}) e após 30 minutos de repouso (G_{30}), que medem a resistência inicial do fluido, a resistência para reiniciar o fluxo e a resistência do fluido após grandes paradas, respectivamente.

As forças géis são expressas em unidade de lbf/100ft². Autores como Borges et al. (2009) encontraram valores, para fluidos de perfuração aquosos, variando de 9 a 12 lbf/100ft² para G_0 , de 11 a 15 lbf/100ft² para G_{10} e 12 a 16 lbf/100ft² para G_{30} . Segundo Shimora (2012) obedecendo à Norma PETROBRAS N-2604 (1998), baseada na API Spec 13A (1993), os valores para forças géis para um bom fluido de perfuração devem possuir valor mínimo de 7 lbf/100ft² para G_0 , entre 10 e 15 lbf/100ft² para G_{10} , e máximo de 20 lbf/100ft² para G_{30} .

Filtrado

O filtrado, ou volume de filtrado, é um parâmetro que indica a tendência que o fluido de perfuração tem a invadir a formação por processo de filtração. No processo de filtração o fluido tem a capacidade de formar uma camada de reboco sobre a formação permeável, evitando assim, o influxo da fase líquida do poço para a formação (CHILINGARIAN e VORABUTR, 1983).

A fim de evitar perdas expressivas de fluido de perfuração, é essencial que o fluido

possua quantidade suficiente de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros da formação. Em um fluido com partículas sólidas de dimensões propícias, com permeabilidade adequada, a obstrução dos poros da formação acontece de forma rápida e apenas a fase líquida do fluido invade a rocha (SHIMORA, 2012).

O volume de filtrado, usualmente, é expresso em mL. Autores como Amorim (2007) e Medeiros, Amorim e Santana (2008), para fluidos de perfuração base água, encontraram valores de volume de filtrado abaixo de 15,6 mL. Shimora (2012) afirma que, baseado nas normas PETROBRAS N-2604 (1998) e API Spec 13A (1993), um fluido de alto rendimento deve possuir volume de filtrado máximo de 14 mL e 16 mL para médio rendimento.

O desempenho de uma perfuração está diretamente ligado aos aditivos e propriedades do fluido de perfuração apresentados, porém em perfurações em situações mais difíceis, como perfuração em grandes profundidades, perfuração direcional e perfuração em zonas depletadas, faz-se necessário a utilização de outros aditivos, como por exemplo, os lubrificantes.

2.4. LUBRIFICANTES

Os lubrificantes, em sua maioria, são derivados do petróleo, ou seja, suas composições dependem do petróleo bruto que os originaram. O alto custo são derivados da quantidade de processos necessários para a obtenção, como destilação atmosférica e a vácuo, desaromatização, hidroacabamento, desparafinação, entre outros (CARRETEIRO e BELMIRO, 2006).

A evolução dos lubrificantes, apesar da maior utilização ser de lubrificantes de origem mineral, pode-se encontrar também em bases de origem animal, vegetal e sintética. Com função inicial de reduzir atrito e desgaste, os lubrificantes modernos têm função de controlar a formação de depósitos, contaminantes suspensos, proteção contra corrosão, limpar componentes e controlar a temperatura de operação (AZEVEDO et al., 2004).

A lubrificação, refere-se ao fenômeno da redução de atrito entre duas superfícies em movimento, introduzindo uma substância entre elas. A função principal de um lubrificante é viabilizar que um movimento seja realizado com o mínimo de aquecimento, ruído e desgaste

(CARRETEIRO e BELMIRO, 2006). Os aditivos lubrificantes utilizados em fluidos de perfuração, influenciam diretamente no coeficiente de atrito e na dissipação do calor, eles formam um filme entre a coluna de perfuração e a parede do poço, evitando assim diversos problemas que podem ocorrer durante a perfuração.

Esses lubrificantes podem se encontrar em fase líquida ou sólida, sendo este último com um uso menos comum. Os lubrificantes mais comuns são óleo diesel, óleos vegetais, óleos minerais, perolas de vidro, grafite, ésteres e gliceróis (CARVALHO, 2005).

Cerqueira (2004), afirmou que os óleos lubrificantes usados causam sérios problemas ambientais devido a descartes, poluindo rios e mananciais. Com isso, faz-se necessário o desenvolvimento de formulações com maior tempo de prateleira, ambientalmente corretos e biodegradáveis. O lubrificante proposto neste trabalho, além de possuir um baixo custo de produção, com uma forma de produção simples, é ambientalmente correto e biodegradável, tendo em vista que sua formulação possui compostos biodegradáveis, e alta eficiência, em aplicação em fluido de perfuração base água.

Em fluidos de perfuração, a propriedade que qualifica um lubrificante é a lubricidade. Essa propriedade se faz importante para determinar melhorias as condições de operação, diminuindo o desgaste das peças e prevenindo danos durante a perfuração.

2.4.1. LUBRICIDADE

Para Kadjas et. al. (1990, p. 486), “Por definição, lubricidade é a característica de um lubrificante que causa uma diferença no atrito sob condições de lubrificação de camada limite quando os demais fatores do sistema, exceto o próprio lubrificante, são mantidos constantes. Quanto maior a lubricidade, menor o atrito”.

Um fluido que não apresenta uma lubricidade adequada, têm a sua capacidade de reduzir o atrito entre superfícies prejudicada (GOMES, 2005).

Os fluidos de perfuração com características lubrificantes podem proporcionar benefícios nas operações de perfuração de poços, com aumento a vida útil das brocas, aumento da taxa de perfuração, redução do torque, aumento da estabilidade do poço, diminuição da aderência dos detritos à broca, evitando assim, o encerramento e auxiliar no

controle de temperatura (FARIAS et al., 2007).

A melhor forma de se caracterizar um lubrificante é verificando o coeficiente de lubricidade. Este parâmetro descreve a capacidade de um lubrificante de afetar o atrito entre superfícies sob carga e movimento, assim como o desgaste entre essas superfícies. Um fluido de perfuração de alta lubricidade, base oleosa, pode apresentar um coeficiente de lubricidade em torno 0,15, enquanto um fluido de base aquosa apresenta um coeficiente de no mínimo 0,35, o que pode causar diversos problemas durante uma perfuração (NASCIMENTO, AMORIM e LIRA, 2010).

Misturas de óleos animal, vegetal e mineral, emulsões e microemulsões apresentam uma boa lubricidade, e quando empregados como aditivos de fluidos de perfuração têm-se obtidos bons resultados. As microemulsões, especificamente, do tipo água em óleo (A/O) vem sendo empregado como aditivos em lubrificantes e óleos de corte, inibindo corrosão e elevando a capacidade térmica sem alterar a estabilidade termodinâmica do meio (SILVA et al., 2015).

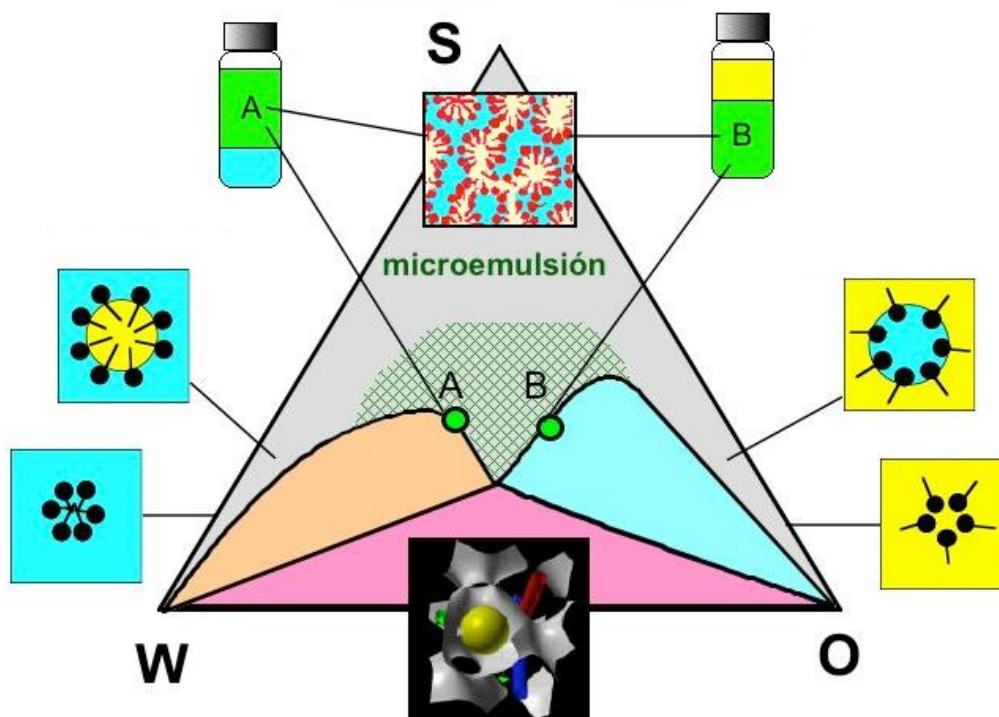
2.5. MICROEMULSÃO

As microemulsões são sistemas de misturas de óleo, água e tensoativo, caracterizado pelas propriedades de estabilidade termodinâmica, isotropia óptica, baixa viscosidade, alta capacidade de solubilização de componentes em meios de baixa afinidade e grande área interfacial específica. (MOULIK e PAUL, 1998; JONSSON et al., 1998; DAMASCENO et al., 2011).

O sistema microemulsionado pode ser distinguido pela polaridade da fase dispersa, sendo do tipo óleo-água (O/A), quando as gotículas esféricas de óleo são envolvidas pelas moléculas de tensoativos em uma fase contínua de água, e do tipo água-óleo (A/O), quando a fase aquosa é a interna e o óleo sendo a fase contínua.

O diagrama de fases facilita a melhor escolha da composição da microemulsão, tendo vista que o mesmo mostra a solubilidade dos componentes entre si (SOUSA, 2016). A Figura 2.2 representa um exemplo de um diagrama ternário.

Figura 2.2 - Diagrama de fases ternário



Fonte: adaptado de <http://www.firp.ula.ve/site/es>

A diferença de uma emulsão e uma microemulsão pode ser estabelecida facilmente. Enquanto as emulsões possuem tamanho em 1 e 10 μm , apresentam uma aparência turva e leitosa e são termodinamicamente instáveis, as microemulsões possuem tamanho variando de 10 a 300 nm, são transparentes e translúcidas, termodinamicamente estáveis e possui uma tensão interfacial muito baixa (DAMASCENO et al., 2011).

Além do tamanho das partículas, a caracterização física de uma microemulsão pode ser dada pelo potencial zeta e condutividade elétrica, entre outros (CONSTANTINIDES e YIV, 1995). O potencial zeta define a estabilidade elétrica da microemulsão, a partir da diferença de potencial entre as camadas de água e óleo. A condutividade elétrica permite confirmar a fase contínua da microemulsão, tendo em vista que a microemulsão do tipo água em óleo (A/O) tem efeito isolante (NAOUI et al., 2011).

A temperatura também é um fator importante ao se estudar as microemulsões, pois o aumento da temperatura provoca o aparecimento da fase oleosa do sistema e o volume

relativo. Segundo Barros (1996), isto pode ser explicado pelo fato do tensoativo ter sua capacidade hidrofóbica reduzida e hidrofílica elevada, solubilizando mais facilmente a água e provocando uma transição de uma única fase (microemulsionada) para duas ou mais fases.

Na indústria do petróleo, as microemulsões vem sendo empregadas tanto para remoção de água do óleo, quanto na recuperação avançada do óleo bruto (FERREIRA et al., 2015). O uso de microemulsões é benéfico por apresentar várias propriedades biológicas importantes, como: biodegradabilidade, biocompatibilidade, estabilidade física e facilidade de obtenção. (EGITO et. al., 1996).

As propriedades biológicas das microemulsões estão diretamente ligadas a composição de cada fase da mistura, ou seja, os tensoativos, os componentes da fase oleosa e ao uso de aditivos ou não na fase aquosa.

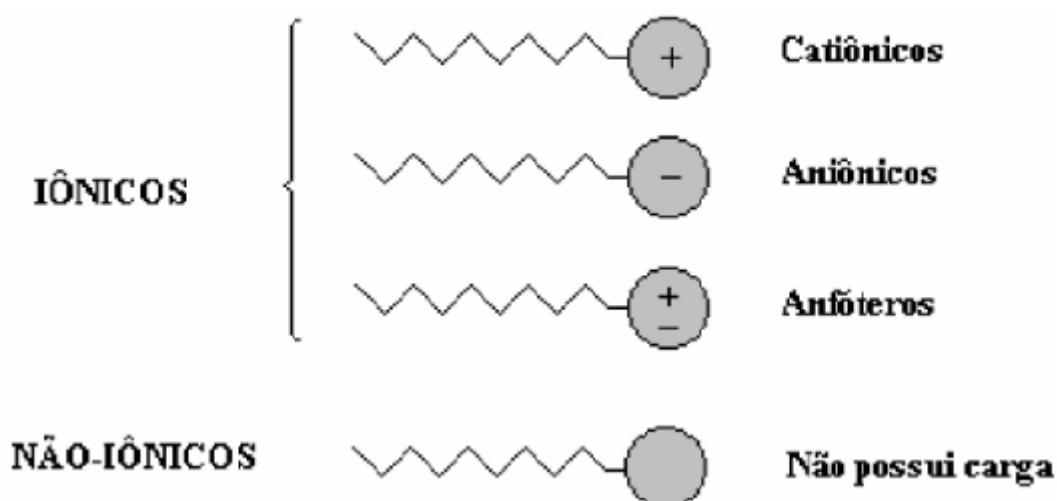
2.5.1. TENSOATIVOS

Os tensoativos são moléculas que possuem a característica de serem polar e apolar ao mesmo tempo. A parte apolar de um tensoativo tem origem em uma cadeia carbônica, sem formar uma concentração de carga eletronegativa, o que a torna solúvel em hidrocarbonetos, óleos e gordura. A parte polar é formada por átomos que apresentam concentração de carga, responsável pela solubilidade da molécula em água (DALTIM, 2012).

Esses compostos possuem propriedades importantes como a capacidade de formar bolhas e espumas em superfícies de líquidos e adsorve-se nas interfaces líquido-líquido, líquido-gás e sólido-líquido, reduzindo significativamente a tensão superficial ou interfacial (PAULINO, 2007).

Os tensoativos são classificados de acordo com sua polaridade, podendo ser aniônicos, catiônicos, não iônicos ou anfóteros, como representados na Figura 2.3.

Figura 2.3 - Tipos de tensoativos



Fonte: SILVA (2008)

O tipo do tensoativo a ser utilizado em uma microemulsão é um parâmetro que influencia diretamente em suas propriedades, e sua escolha está diretamente ligada às suas características hidrofílicas. Em uma microemulsão do tipo A/O deve-se utilizar um tensoativo hidrofóbico, já em microemulsões do tipo O/A, deve-se utilizar um tensoativo hidrofílico (PRINCE, 1977).

Os tensoativos não iônicos, constituem a maior proporção de produção de tensoativos nas indústrias, pois possuem a característica de serem compatíveis com qualquer outro tipo de tensoativo e matérias-primas, além de ser utilizados em formulações complexas, e de serem utilizados em diversos tipos de produtos domésticos e industrial (DALTIM, 2012). Uma outra característica, é que de uma forma geral, os valores da biodegradabilidade dos tensoativos não iônicos são aceitáveis, ou seja, maior que 80% (BONFIM, 2006).

O monooleato de Sorbitan etoxilado, comercialmente conhecido como Tween® 80, é um tensoativo não iônico, que possui característica de ser biocompatível, ou seja, é completamente biodegradável e baixa toxidez para organismos aquáticos. O Tween® 80 será o tensoativo utilizado neste trabalho e é frequentemente encontrado em trabalhos científicos, como os relatados por Silva et al. (2015). O motivo deve ser explicado pelo fato de possuir baixo custo, grande disponibilidade no mercado e bons resultados em microemulsões biocompatíveis como nos trabalhos de Zhao, Zhu e Gao (2005) e Sahoo et al. (2014).

2.5.2. ÓLEO DE PINHO

O óleo de pinho, comercialmente conhecido como óleo essencial de pinho, é um óleo vegetal extraído das agulhas, ramos e brotos do *Pinus* por processo de destilação (OLIVEIRA, 2010). Segundo a definição da Agência Nacional da Vigilância Sanitária – ANVISA (2005), “Óleos e Gorduras Vegetais são os produtos constituídos principalmente de glicerídeos de ácidos graxos de espécies vegetais. Podem conter pequenas quantidades de outros lipídeos como fosfolipídios, constituintes insaponificáveis e ácidos graxos livres naturalmente presentes no óleo ou na gordura”.

Além da importância como alimento, os óleos vegetais têm grande valorização por possuir um potencial como matéria prima nas indústrias (MENDONÇA, 2005). O uso do óleo de pinho possui diversas aplicações industriais, como na produção de desinfetantes, agente de flotação na extração de minérios, veículo de produtos agro-veterinários, como umectante na indústria têxtil, como componente na formulação de fragrâncias, na aromaterapia, como tratamento de doenças como asma, bronquite, laringite, gripe, entre outros (OLIVEIRA, 2011).

A disponibilidade do óleo de pinho no mercado, se dá pelo fato da *Pinus*, espécie vegetal geradora do óleo, ter o segundo maior plantio florestal no Brasil, com 1,59 milhão de hectares plantados em 2014, segundo a Indústria Brasileira de Árvores (2015), representando 20,56% do plantio florestal brasileiro.

De aparência líquida transparente, com cor variando de incolor a amarelo, o óleo de pinho é totalmente biodegradável, caracterizando-se como um produto biologicamente aceitável. O uso do óleo de pinho em trabalhos científicos é crescente, principalmente em estudos biológicos e na área de saúde, porém em estudos na área de petróleo é peculiar.

3. ESTADO DA ARTE

Em zonas depletadas o lubrificante como aditivo de perfuração base água é essencial, principalmente em perfurações de poços direcionais e de grandes profundidades, pois evita problemas como o aumento de atrito, desgaste de equipamentos e o aprisionamento da coluna pelo diferencial de pressão. Estes lubrificantes podem ser apresentados conforme a sua formulação, podendo ser óleos minerais, óleos sintéticos, óleos vegetais, óleos compostos (mistura de dois ou mais tipos), emulsões e microemulsões.

Apesar de crescentes em outras áreas, os estudos de microemulsões como aditivos lubrificantes para fluidos de perfuração ainda é discreto. Paralelamente a isso, a busca por soluções de lubrificantes para fluidos de perfuração é crescente, como as patentes de Sawdon, Bradbury e Oakley (2006), Muller e Maker (2008), Magalhães (2009) e Total Raffinage Marketing (2010). Seguindo a mesma linha de pesquisa desta dissertação, estão apresentados alguns trabalhos relacionados com o desenvolvimento e avaliações de formulações lubrificantes com o objetivo de melhorar (efetivamente ou ambientalmente) as operações de perfuração de poços de petróleo.

Medeiros et. al. (2008), avaliaram diversos tipos e concentrações de lubrificantes biodegradáveis para fluidos de perfuração base água, aditivados com bentonita e polímeros. No trabalho foi utilizado uma formulação de fluido de perfuração base água aditivado de 2,5% de argila bentonítica sódica, 0,05% de carboximetilcelulose de alta viscosidade, 0,01% de carboximetilcelulose de baixa viscosidade, 0,01% de poliacrilamida parcialmente hidrolisada, e lubrificantes um a base de óleo vegetal e insolúvel em água, um a base de óleo vegetal com aditivos e insolúvel em água, e um outro a base de óleo vegetal aditivado com tensoativo e solúvel em água, variando as concentrações de 1,0% a 2,0%, denominados Lub1, Lub2 e Lub3, respectivamente, e determinando o coeficiente de lubricidade a partir de um lubricímetro OFITE. Foi observado que os lubrificantes a base óleo vegetal apresentaram características lubrificantes desejáveis com a porcentagem de 1,0%, o que implica afirmar que utilizar composições ambientalmente corretas é viável. Foi observado ainda que o Lub3, lubrificante aditivado com tensoativo e solúvel em água, apresentou a maior característica lubrificante, comparado aos demais.

Chen et. al. (2010), na patente (CN101735778), desenvolveram um lubrificante a base de éster com alta eficiência em fluidos de perfuração. Este lubrificante era composto por óleo branco, éster de ácido metílico, éster polibásico, éster de fosfato, um agente óleo de alta pressão, e dois emulsificantes (OP-10 e Span-80). Em seu estudo foi observado que tal lubrificante melhorou a lubricidade do fluido, aumentou a taxa de redução de torque do fluido de perfuração, reduziu o coeficiente de adesão da lama e aumentou consideravelmente a pressão extrema do fluido, atendendo os requisitos de poços exploratórios e de desenvolvimento.

Yang et. al. (2012), desenvolveram um material a base de emulsão em nanoescala usado como aditivo lubrificante em fluido de perfuração para solucionar problemas de baixa taxa de perfuração, prisão de coluna, aumento de atrito e longos períodos sem perfuração na *Daqing Oil Field* na China. As nanopartículas do material desenvolvido aderiram a parede do poço e a coluna de perfuração, formando um filme lubrificante e filme de proteção. Com o uso deste material foi observado um aumento na lubricidade, aumento na taxa de perfuração, diminuição do atrito e redução do período sem perfuração. O material foi aplicado em 60 poços e durante o período de perfuração não houve problemas com prisão de coluna.

Espagne, Lamrani-Kern e Rodeschini (2014), na patente US8846583 (B2), desenvolveram um lubrificante biodegrável, composto por óleo mineral de hidrocarboneto e ácidos graxos de óleo bruto, para aditivação de fluidos de perfuração de reservatórios muito profundos. O lubrificante apresentou uma taxa de biodegradabilidade aeróbica superior a 20%, boa lubricidade e resistência a temperaturas acima de 220°C.

Massey, F. e Massey, O (2015), na patente WO2015085306 (A1), estudaram a aditivação de um fluido de perfuração com óleo bruto e um derivado de ácido ricinoleico, com uso de 0,1 a 5,0% deste no fluido de perfuração base água. Os autores levaram em consideração que alguns fluidos de perfuração são compostos apenas por materiais a base de petróleo, e que pelo menos 90% da massa de um fluido de perfuração base óleo é composta por materiais a base de petróleo na fase contínua. O fluido aditivado apresentou melhora de 90% no coeficiente de atrito em relação ao fluido base água padrão do trabalho.

Yu e Ke (2017), estudaram o uso de uma nanocomposição de poliestireno e *montmorillonite* orgânico (PS/OMMT) preparado por meio de uma emulsão *in situ* como

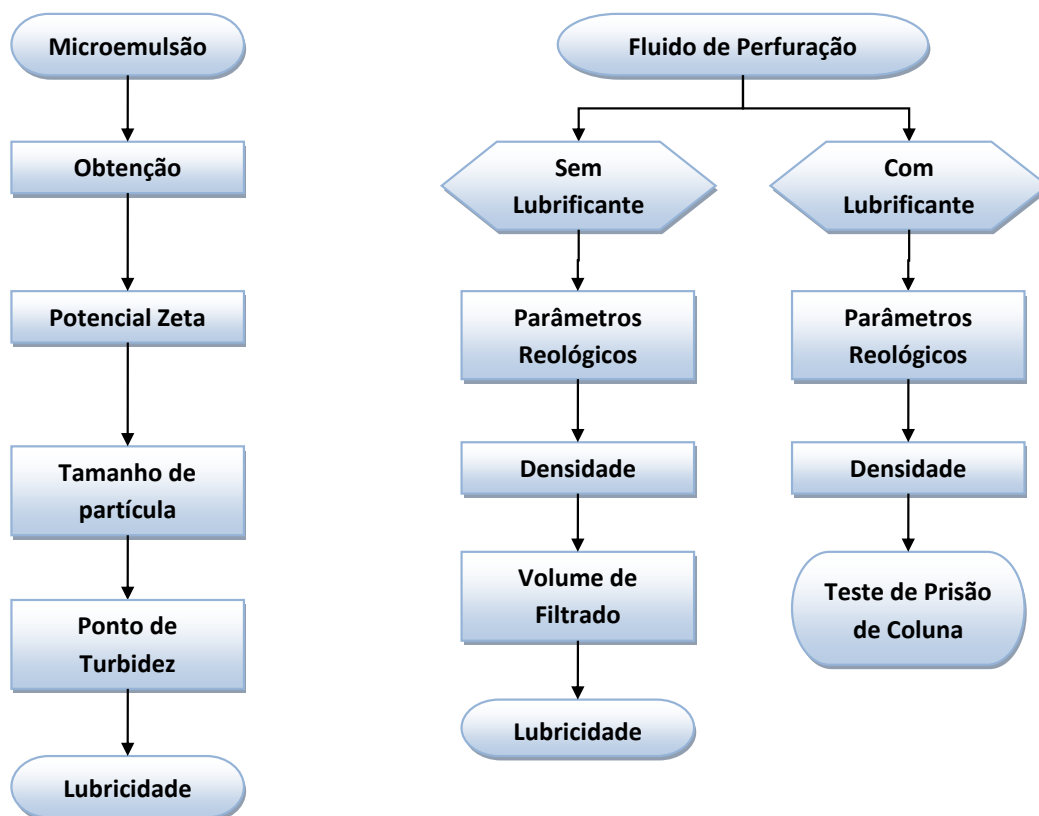
aditivo lubrificante em fluido de perfuração. O objetivo do estudo foi buscar soluções decorrentes de problemas como baixa resistência a temperatura e baixa compatibilidade com os fluidos de perfuração dos lubrificantes convencionais. Para formar o lubrificante o *montmorillonite* orgânico foi polimerizado via emulsão *in situ* com o poliestireno e misturado com óleo de silicone. Para a caracterização do lubrificante foram realizados testes de lubricidade e resistência de temperatura. Foi observado que com o uso de 1% v/v de lubrificante foi possível diminuir o coeficiente de lubricidade em 85%, com uma lubricidade máxima com o uso de 5% v/v do lubrificante. Foi observado também que o lubrificante resistiu a temperaturas de 200 °C.

Na pesquisa realizada foi possível observar que a busca por novas formulações de lubrificantes eficientes e ambientalmente corretos são constantes. Parâmetros como coeficiente de lubricidade e concentração v/v de aplicação em fluidos de perfuração são importantes para caracterizar e avaliar os lubrificantes. Perante os resultados apresentados nos trabalhos de Medeiros et. al. (2008) e Yu e Ke (2017), este trabalho teve como finalidade desenvolver uma formulação biodegradável de um lubrificante utilizado como aditivo de fluidos de perfuração de base aquosa, tomando tais resultados como base para comparar e discutir os resultados obtidos nesta pesquisa.

4. METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho foi dividida em três partes, conforme o fluxograma apresentado na Figura 4.1, a obtenção e caracterização das microemulsões, com análises de Potencial Zeta, tamanho de partícula, ponto de turbidez e lubricidade; produção e caracterização do fluido de perfuração com análises de parâmetros reológicos, densidade, volume de filtrado e lubricidade do fluido; e por fim a caracterização do fluido adicionado da microemulsão com lubrificante, com análises de parâmetro reológicos, lubricidade e teste de prisão de coluna.

Figura 4.1 – Fluxograma da metodologia de trabalho.



4.1. MICROEMULSÕES

As microemulsões foram obtidas a partir de diagrama de fases ternários desenvolvidos

por Araujo (2015) e Sousa (2016) no Laboratório de Petróleo (LAPET) da Universidade Federal da Paraíba. Para obter essas microemulsões são utilizados a água destilada aditivada com Cloreto de Sódio ou Glicerina, como fase aquosa, o Óleo de Pinho (óleo vegetal), como fase oleosa e o Tween 80, da Oxiten, como tensoativo não iônico.

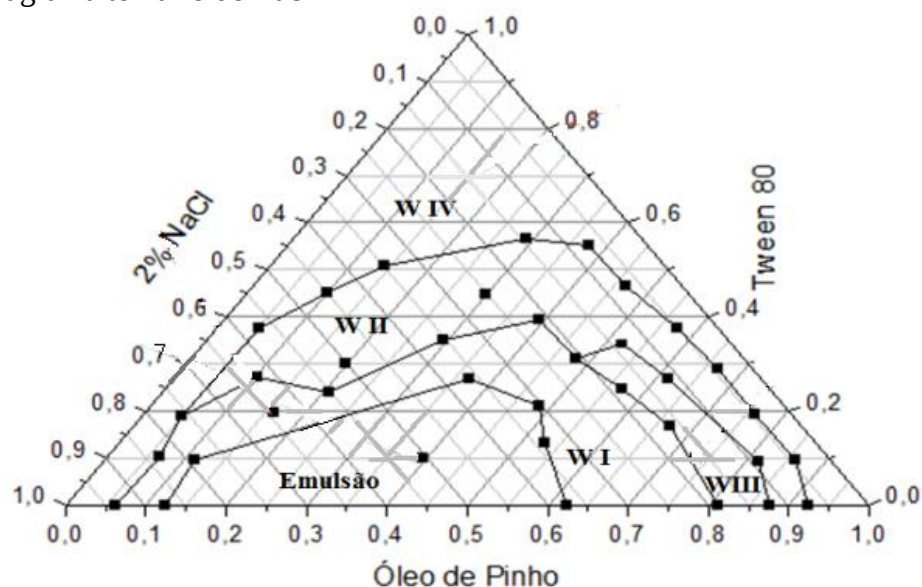
As características e forma de obtenção de cada reagente estão apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Componentes da microemulsão

<i>Reagente</i>	<i>Característica</i>	<i>Forma de Obtenção</i>
Glicerina	Líquido incolor a amarelo tem três grupos hidroxílicos que são responsáveis por sua solubilidade em água. Seu ponto de fusão é 17,8°C e evapora com decomposição a 290°C.	Comercialmente
Tween 80	Parte hidrofóbica da molécula provém do nonilfenol, e a parte hidrofílica, da cadeia de óxido de eteno. emulsionantes, detergentes, solubilizantes, umectantes e desengraxantes nos mais diversos setores. PH: 5 – 7;	Comercialmente
Oxiten		
Óleo de Pinho	Mistura de álcoois terpênicos e hidrocarbonetos	Comercialmente

A Figura 4.2 representa o diagrama ternário obtido por Araujo (2015), onde os componentes utilizados foram Água aditivada com 2% v/v de Cloreto de Sódio na fase aquosa, Óleo de Pinho na fase oleosa e o tensoativo Tween 80. O lubrificante a ser obtido deste diagrama será denominado Lub E.

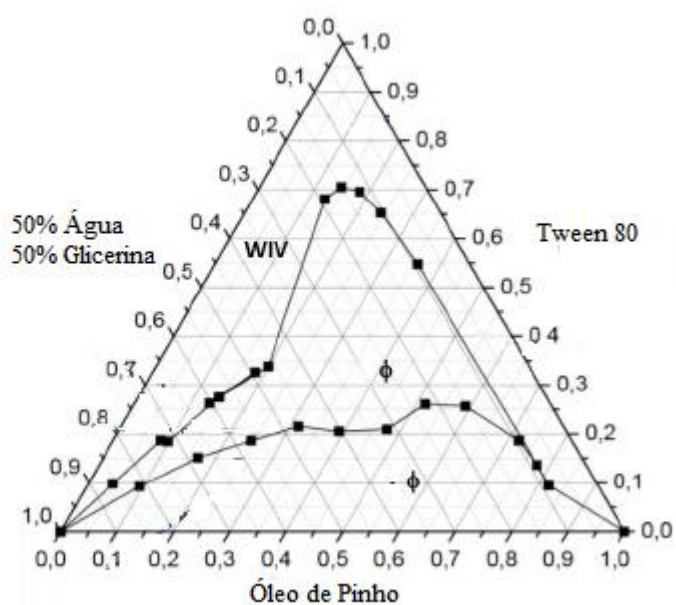
Figura 4.2 - Diagrama ternário do Lub E



Fonte: Adaptado de ARAUJO (2015)

A Figura 4.3 representa o diagrama ternário obtido por Sousa (2016), onde os componentes utilizados foram Água aditivada com 50% v/v de Glicerina na fase aquosa, Óleo de Pinho na fase oleosa e o tensoativo Tween 80. O lubrificante a ser obtido deste diagrama será denominado Lub R.

Figura 4.3 - Diagrama ternário do Lub R



Fonte: Adaptado de Sousa (2016).

Como forma de se obter uma microemulsão com característica de um lubrificante, a composição do ponto, que vai originar essa microemulsão, será escolhido o mais próximo possível da fase oleosa, obtendo assim uma fração maior de óleo vegetal que a água (com ou sem aditivo). A quantidade de tensoativo a ser utilizada será a menor possível, de forma a buscar a viabilidade comercial de tal lubrificante.

4.1.1. CARACTERIZAÇÃO DAS MICROEMULSÕES

Potencial Zeta

Os valores de potencial zeta foram obtidos a partir da derivação da mobilidade eletroforética determinada utilizando um equipamento Zetatrac, marca Brookhaven, modelo ZETAPLUS, representado na Figura 4.4. Este sistema analisa a mobilidade das partículas em dispersões líquidas utilizando medições independentes e simultâneas através de um laser em ângulos diferentes. Esta análise foi realizada no Laboratório de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Figura 4.4 - Equipamento de medição de potencial Zeta, Zetatrac



Fonte: http://www.bihec.cn/images/instrument/pic/3497_pic_C24330.jpg

Para realização do teste, a microemulsão foi colocada dentro de uma cubeta que é

submetida a uma voltagem fixa em 10 corridas de 1 minuto cada. O resultado é fornecido por um software específico do equipamento.

Tamanho de Partícula

A distribuição do tamanho das partículas é baseada em espectroscopia de espelhamento quase elástico de luz, caracterizando o tamanho das partículas (granulometria) através da iluminação de um laser, utilizando o mesmo equipamento Zetatrac que se realiza o teste de Potencial Zeta. Esta análise foi realizada no Laboratório de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Este método se baseia na incidência de um feixe de luz sobre as partículas da amostra, as partículas em suspensão espalham a radiação incidente. A intensidade da luz espalhada sofre flutuações que são correlacionadas com o movimento aleatório das partículas da amostra, que dependem das dimensões das mesmas, sendo possível, assim, determinar o tamanho e distribuição das partículas (KAUFFMAN, 2011)

Ponto de Turbidez

Para analisar a estabilidade da microemulsão em relação a temperatura, observa-se a turvação da mesma pelo aumento e diminuição da temperatura.

Para a determinação do ponto de turbidez, as microemulsões, à temperatura inicial de 27°C, são colocadas em uma chapa metálica sob temperatura crescente, até observar quando a solução ficava turva, anotando esta temperatura. A mudança na coloração da microemulsão que passava de límpida para turva é a indicação do ponto de turbidez.

Lubricidade

O teste de lubricidade é o parâmetro fundamental para caracterização da microemulsão como lubrificante. Esta análise foi realizada no PefLab da Universidade Federal de Campina Grande.

Para determinação do coeficiente de lubricidade (CL) utilizou-se um lubricímetro *EP-Lubricity Tester* representado na Figura 4.5. As microemulsões são colocadas no recipiente próprio e este colocado em contato com as placas metálicas do equipamento.

Figura 4.5 - Lubricity Tester marca OFITE



Fonte: http://www.ofite.com/components/com_mijoshop/opencart/image/cache/data/ep-lubricity-tester-500x500.jpg

Então a análise é iniciada com torque inicial zero e uma velocidade de 60 rpm; aplicando lentamente uma força de 150 lbf/in durante 5 minutos. Após esse tempo, efetua-se a leitura do torque exercido pelo fluido. Com a leitura obtida pelo torque da água, calcula-se o fator de correção (FC), de acordo com a Equação 5.1 e o coeficiente de lubricidade de acordo com a Equação 5.2

$$FC = \frac{34,0}{\text{Leitura} _ \text{Água}} \quad (5.1)$$

$$CL = \frac{FC \times \text{Leitura} _ \text{Obtida}}{100} \quad (5.2)$$

4.2. FLUIDO DE PERFURAÇÃO

O fluido de perfuração proposto foi um fluido base água do tipo *drill-in*. Este tipo de fluido caracteriza-se por ser desenhado visando a remoção do reboco pelo próprio fluxo produtivo de hidrocarbonetos, uma vez que apresenta reduzido *lift off* e *net break out pressure*

(diferença entre as pressões do fluxo produtivo antes da formação e depois da remoção do reboco, simulada em laboratório).

Para a produção do fluido de perfuração foram utilizados os componentes apresentados na Tabela 4.2. Esta tabela caracteriza os componentes de acordo com a sua função, concentração e forma de obtenção.

Tabela 4.2 - Formulação do fluido base água

<i>Componente</i>	<i>Concentração</i>	<i>Função</i>	<i>Característica</i>	<i>Forma de Obtenção</i>
Água destilada	QSP*	Fase contínua do Fluido.	Obtida por meio de destilação.	Produção no Laboratório LAPET – UFPB
Goma Xantana	1,33 lb/barril	Viscosificante	Substância sólida de cor branco a amarelado, de pH 4 a 7 e completamente solúvel.	Comercialmente
Hidroxipropil Amido	8 lb/barril	Redutor de Filtrado	Substância sólida de cor branca, quimicamente estável com solubilidade de até 50g/L.	Doação UFRN/UFERSA
Calcário Fino	50,6 lb/barril	Agente Obturante	Substância sólida de cor branca, quimicamente estável, com granulometria entre 2 e 44 μ	Doação Elizabeth e LabCim-UFRN
Cloreto de Sódio	52 lb/barril	Inibidor de inchamento	Substância sólida de cor branca, com pH em solução de 1% de 4,5 a 7,5, e solubilidade de 1g/3ml de água.	Comercialmente
Óxido de	1 lb/barril	Controlador de	Substância sólida, fina e	Comercialmente

Magnésio		pH	de cor branca, insolúvel em água e solventes orgânicos, com densidade relativa de 3,58 g/ml.	
BIOTREAT 12831	0,3 lb/barril	Bactericida	Líquido tóxico, orgânico, incolor a levemente amarelado.	Doação PETROBRAS
Microemulsão	1 – 3% v/v	Lubrificante	Microemulsão (A/O), formada por um tensoativo não iônico, água e óleo, com proporção Oléo/Água acima de 0,5.	Produção no Laboratório LAPET – UFPB
Oleanato de Poliglicol	1 – 3% v/v	Lubrificante	Líquido transparente amarelado.	Doação UFRN

*QSP é a quantidade necessária para completar o barril.

Os componentes são pesados em um balança analítica e adicionados em agitação com misturador Hamilton Beach, modelo HDM200-CE, representado na Figura 4.6. A adição dos polímeros deve ser feita lentamente, para evitar a formação de grumos (“olho de peixe”).

Figura 4.6 - Misturador Hamilton Beach



O lubrificante é adicionado ao fluido para minimizar os efeitos do torque e arraste no poço, a concentração dos lubrificantes colocadas no fluido variou de 0,0% a 3,0%.

Após a adição de todos os componentes o fluido é mantido sob agitação com velocidade de 17.000 rpm por 10 minutos.

A Tabela 4.3 apresenta a formulação do fluido de perfuração a ser utilizado. Esta formulação é baseada no manual da empresa Baker Hughes, proporcional a 1,5 barril.

Tabela 4.3 - Formulação do Fluido de Perfuração Base água

Componente	Quantidade (g)
Água industrial	450
NaCl	78
Goma xantana	2
Amido hidroxi- propilado	12
Óxido de magnésio	1,5

Calcário Fino	76
Lubrificante	0 – 12,06
BIOTREAT 12831	0,45

4.2.1. CARACTERIZAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Parâmetros reológicos

As viscosidades aparente e plástica, o limite de escoamento, as medidas de gel inicial e final do fluido de perfuração foram obtidas a partir de um viscosímetro modelo Fann 35 A, com o objetivo de estudar o comportamento do fluido, determinar o modelo e classificação e avaliar a capacidade que o fluido tem de reter os detritos quando a perfuração é interrompida.

O fluido de perfuração foi agitado por 5 minutos em um misturador Hamilton Beach a 17.000 rpm e para determinação das viscosidades foram feitas leituras em diversas velocidades seguindo a Norma PETROBRAS EP-1EP-00011-A e API 13B-1.

Após o preenchimento do copo do viscosímetro, liga-se o aparelho e após 2 minutos é feito a leitura inicial do ângulo de deflexão Θ_{600} em 600 rpm. Então, altera-se a velocidade para 300 rpm e é lido o valor de Θ_{300} após 15 segundos. A velocidade é reduzida para 200 rpm e faz-se a leitura de Θ_{200} no momento da estabilização. E repete-se o mesmo procedimento para as leituras de velocidade em 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm, obtendo os valores de Θ_{100} , Θ_6 , Θ_3 , respectivamente.

A partir dos ângulos de deflexão é determinado a viscosidade aparente (VA), plástica (VP) e limite de escoamento (LE), segundo a mesma norma, pelas Equações 5.3, 5.4 e 5.5, respectivamente.

$$\text{Viscosidade aparente (cP): } VA = \frac{\theta_{600}}{2} \quad (5.3)$$

$$\text{Viscosidade plástica (cP): } VP = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (5.4)$$

$$\text{Limite de escoamento (lbf/100ft}^2\text{): } LE = \theta_{300} - VP \quad (5.5)$$

Segundo Shimora (2012), além das três grandezas, podem-se determinar os valores de forças géis conforme o seguinte procedimento:

- (i) Manter o fluido a velocidade de 600 rpm durante 15 segundos;
- (ii) Manter em repouso por 10 segundos;
- (iii) Alterar a velocidade para 3 rpm e realizar a leitura da maior deflexão observada do indicador como gel inicial (G_0) em lbf/100ft²;
- (iv) Manter o fluido em repouso por 10 minutos;
- (v) Alterar a velocidade para 3 rpm e realizar a leitura da maior deflexão observada do indicador como força gel (G_{10}) em lbf/100ft²;
- (vi) Manter o fluido em repouso por 30 minutos;
- (vii) Alterar a velocidade para 3 rpm e realizar a leitura da maior deflexão observada do indicador como força gel (G_{30}) em lbf/100ft².

A força gel é calculada pela diferença entre a força gel final e inicial. Esse parâmetro é de natureza reológica, que indica o grau de gelificação do fluido. A força gel inicial (G_0) mede a resistência inicial do fluido em fluxo. Já o gel final (G_{30}) mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo em operação, quando ocorre paradas para manobras e conexões, por exemplo.

Essa metodologia é aplicada em temperatura ambiente e temperatura em torno de 70°C, com auxílio de uma manta de aquecimento, conforme representado na Figura 4.7, tendo em vista que nos processos de perfuração de poços de petróleo o fluido é submetido a altas temperaturas, verificando assim se o fluido perdeu suas propriedades com o efeito da temperatura.

Figura 4.7 - Sistema de aquecimento de fluido no viscosímetro



Densidade

A densidade de um fluido de perfuração é obtida a partir de uma balança de lama, representada na Figura 4.8. Para a medição coloca-se a balança em uma superfície nivelada, completa-se o copo da balança com o fluido de perfuração de modo que ao fechar o copo com a tampa, saia o excesso de fluido pelo orifício no centro da tampa. Deve-se tomar o cuidado de não possuir bolhas no fluido, pois a presença de bolhas afeta no resultado.

Figura 4.8 - Balança de lama da marca Fann



Fonte: <https://www.sabresafety.com.br/wp-content/uploads/2017/04/Balan%C3%A7a-de-lama-140-.jpg>

A densidade é dada quando ao deslocar o peso deslizante do braço graduado estabiliza o visor com bolha no centro de sua medição. A densidade do fluido é expressa em unidade de libras por galão (lb/gal), libras por pé cúbico (lb/ft³) ou em gradiente de pressão (psi/ft).

Volume de filtrado

O volume de filtrado, ou teste de filtrado, é realizado através de um ensaio de filtração estática em um Filtro Prensa API Pressurizado. Este ensaio foi realizado no Laboratório de Engenharia de Materiais da Universidade Federal da Paraíba.

O ensaio de filtração é importante pois indica o volume de fase líquida que poderá penetrar na formação perfurada. As propriedades de filtração podem variar conforme a natureza das formações a serem perfuradas, no caso de formações permeáveis, as propriedades de filtração devem ser controladas.

Para este teste, o fluido de perfuração é agitado por 5 minutos em um misturador Hamilton Beach e adicionado no filtro prensa. Com o auxílio de um compressor, aplica-se uma pressão de 100 psi com ar comprimido à temperatura ambiente durante 30 minutos. E com o auxílio de um meio filtrante e uma proveta, é feita a medida do volume de filtrado. A Figura 4.9 representa o sistema de ensaio de filtração.

Figura 4.9 - Sistema de ensaio de filtração



Lubricidade

Para critério de comparação e comprovação da efetividade da microemulsão, foram feitos os testes de Lubricidade em 10 fluidos, variando a quantidade de lubrificante de 0 a 3% v/v do fluido de perfuração. Com um total de 3 amostras de diferentes concentrações com adição de um lubrificante comercial, denominado Lub COM, 3 amostras de diferentes concentrações com adição do lubrificante denominado Lub R e 3 amostras de diferentes concentrações com adição do lubrificante denominado Lub E, seguindo o procedimento já apresentado anteriormente, e com as proporções apresentadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Proporções dos Lubrificantes para cada amostra de Fluido.

<i>Fluido</i>	<i>Lub COM (%)</i>	<i>Lub R (%)</i>	<i>Lub E (%)</i>
F1	0,0	0,0	0,0
F2	1,0	0,0	0,0
F3	2,0	0,0	0,0
F4	3,0	0,0	0,0
F5	0,0	1,0	0,0
F6	0,0	2,0	0,0
F7	0,0	3,0	0,0

F8	0,0	0,0	1,0
F9	0,0	0,0	2,0
F10	0,0	0,0	3,0

Teste de prisão de coluna

A realização do teste de prisão de coluna é a etapa final do trabalho. Este teste determinará a eficiência da microemulsão como lubrificante em um fluido de perfuração proposto por este trabalho. Este procedimento foi realizado no PefLab da Universidade Federal de Campina Grande.

O procedimento para realização desse teste é necessário de um equipamento denominado *Differential Sticking Tester*, representado na Figura 4.10. No interior do equipamento, o fluido é submetido a uma pressão de aproximadamente 475 psi por 10 minutos, de modo que forme um reboco no papel filtro. Após esse período de tempo, é aplicada uma carga sobre uma peça do equipamento, chamada de *flate plate*, pressionando contra o reboco, durante 2 minutos, para que a peça fique aderida ao reboco. Sendo então observado o tempo de colagem do *flat plate* com o reboco.

Figura 4.10 - Equipamento Differential Sticking Tester



Fonte: adaptado de <https://img.yumpu.com/11725691/1/358x462/differential-sticking-tester-fann-instrument-company.jpg?quality=85>

Após o tempo de colagem, é feita a leitura do Torque e o cálculo do coeficiente de prisão diferencial (CPD), pela Equação 5.6.

$$CPD = Torque_Medido \times 0,001 \quad (5.6)$$

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 CARACTERIZAÇÃO DAS MICROEMULSÕES

Para se obter uma maior característica lubrificante, buscou-se o ponto com a maior quantidade possível de óleo vegetal e menor quantidade possível de água. Os pontos escolhidos estão nos diagramas ternários representados nas Figuras 5.1 e 5.2.

Figura 5.1 - Ponto escolhido Lub E no diagrama ternário.

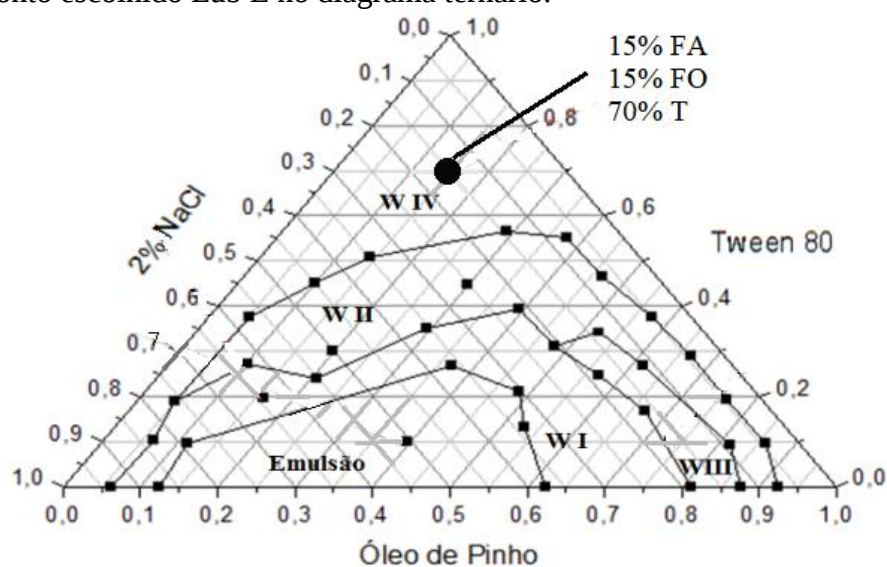
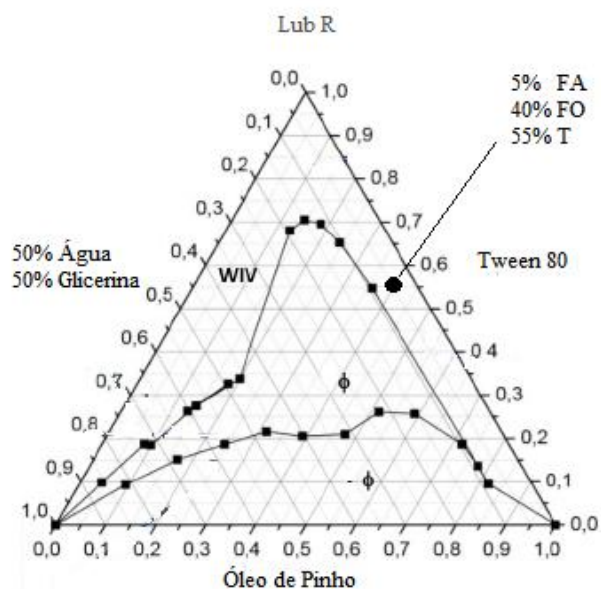


Figura 5.2 - Ponto escolhido Lub R no diagrama ternário.



As microemulsões foram denominadas Lub E e Lub R, a composição de cada microemulsão está descrita na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Composição das microemulsões

<i>Microemulsão</i>	<i>Reagente</i>	<i>Concentração</i>
Lub E	Água 98% - NaCl 2%	15%
	Óleo de Pinho	15%
	Tween 80 – Oxiteno	70%
Lub R	Água 50% - Glicerina 50%	5%
	Óleo de Pinho	40%
	Tween 80 – Oxiteno	55%

Observa-se na Tabela 5.1 que se têm uma concentração relativamente alta de tensoativo, porém as vantagens deste sistema microemulsionado como: estabilidade termodinâmica, biodegradabilidade e características lubrificantes necessárias para um fluido de perfuração, que serão demonstradas nos próximos tópicos, compensam este aumento.

Os valores de Potencial Zeta, condutância e corrente elétrica das microemulsões foram

geradas pelo software do equipamento. Esses valores estão apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Resultado do teste de Potencial Zeta

<i>Microemulsão</i>	<i>Potencial Zeta (mV)</i>	<i>Condutividade ($\mu\text{S/cm}$)</i>	<i>Corrente Elétrica (mA)</i>
Lub E	-0,212	156	0,6
Lub R	1,16	4	0,09

Os valores encontrados na Tabela 5.2 entram em concordância com os valores encontrados na literatura, Kong e Park (2011), afirmaram que os valores de Potencial Zeta devem estar em uma faixa entre -30mV e +30mV, ou seja, as microemulsões propostas descrevem uma dispersão estável.

As microemulsões do tipo água em óleo (A/O) possuem característica isolante, ou seja, apresentam baixa condutividade elétrica. O conflito apresentado no Lub E, com uma alta condutividade, assim como a presença de corrente elétrica, pode ser explicada pelo fato deste possuir 2% cloreto de sódio, que é um composto iônico, na fase aquosa de sua composição.

Considerado um parâmetro importante para avaliação de uma microemulsão, se fez necessário avaliar a estabilidade do sistema disperso, analisando os diâmetros de suas partículas.

A análise foi realizada a partir da leitura da microemulsão bruta (sem diluição), pois, segundo Fanun (2009), a diluição em água pode acarretar em inchaço dimensional das gotículas do sistema. Os valores gerados pelo software do Zetatrac estão descritos na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Diâmetro e índice de polidispersão das partículas de microemulsão.

<i>Microemulsão</i>	<i>Diâmetro da partícula (nm)</i>	<i>Índice de polidispersão</i>
Lub E	250,00	0,005
Lub R	254,60	0,005

Os valores encontrados para o diâmetro das partículas de ambas microemulsões propostas são considerados satisfatórios, pois, para ser considerado uma microemulsão, os

tamanhos dos diâmetros das partículas suspensas devem possuir um diâmetro entre 10 nm e 300 nm, como pode-se observar em diversos estudos e patentes (CHANAMAI, 2005; YANG, 2005; DAMASCENO, 2011; GUO et. al. 2017).

O índice de polidispersão encontrado, abaixo de 0,2, indica que as microemulsões desenvolvidas possuem uma distribuição homogênea, o que, segundo Gumiero e Rocha (2012), caracteriza um sistema com qualidade em relação à sua estabilidade.

Com o objetivo de estudar a estabilidade estrutural, as microemulsões foram submetidas a uma análise de ponto de turbidez, diante um aumento de temperatura, tendo em vista que os fluidos de perfuração variam a temperatura com o aumento da profundidade. Segundo Cavalcante, Argollo e Carvalho (2004), poços de média profundidade, ou seja, entre 1000 e 2500 metros, podem variar a temperatura de 40 °C a 80 °C.

As microemulsões Lub E e Lub R foram submetidas, sob agitação, a uma temperatura máxima de 95 °C, por meio de um agitador metálico. Os valores das temperaturas no momento em que houve a turbidez das microemulsões estão apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Temperatura de turbidez.

<i>Microemulsão</i>	<i>Temperatura de turbidez (°C)</i>
Lub E	84,0
Lub R	Não turvou

Os resultados mostrados na Tabela 5.4 indicam que as microemulsões podem ser aplicadas em poços de baixa e média profundidade, sem comprometer a estabilidade estrutural das mesmas. Em particular, a microemulsão Lub R pode atingir temperaturas maiores que 95 °C o que pode aumentar ainda sua aplicação em poços mais profundos.

As microemulsões foram submetidas a um teste de lubricidade, determinando o coeficiente de lubricidade (CL). Quanto menor o coeficiente de lubricidade, ou seja, quanto menor o atrito gerado entre as superfícies metálicas do lubrificímetro, maior é a lubricidade do composto, portanto maior é o grau de lubrificação do fluido. Os valores de lubricidade estão apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Coeficiente de lubricidade

<i>Microemulsão</i>	<i>Coeficiente de Lubricidade (CL)</i>
Lub E	0,07291
Lub R	0,06613

Na Tabela 5.5 observa-se que os coeficientes de lubricidade das microemulsões propostas estão abaixo de 0,1, valor de referência da lubricidade do óleo diesel, composto utilizado em larga escala como lubrificante para fluido de perfuração base água.

5.2 FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Baseado na formulação do manual de engenharia de perfuração da Baker Hughes (1995), foram produzidos 10 fluidos com as formulações apresentadas na Tabela 5.6. Todos os fluidos foram feitos em triplicatas, a fim de se obter dados estatisticamente confiáveis nos testes a serem realizados.

Tabela 5.6 - Composição dos fluidos de perfuração produzidos

<i>Fluido</i>	<i>F1</i>	<i>F2</i>	<i>F3</i>	<i>F4</i>	<i>F5</i>	<i>F6</i>	<i>F7</i>	<i>F8</i>	<i>F9</i>	<i>F10</i>
Água (ml)	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
NaCl (g)	78	78	78	78	78	78	78	78	78	78
Goma Xantana (g)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
HPA (g)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Óxido de Magnésio (g)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Calcário (g)	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
BIOTREAT (g)	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Lub COM (g)	0	6,03	12,06	18,09	0	0	0	0	0	0
Lub R (g)	0	0	0	0	6,03	12,06	18,09	0	0	0
Lub E (g)	0	0	0	0	0	0	0	6,03	12,06	18,09

A Figura 5.3 mostra parte dos fluidos fabricados, apresentando como características iniciais serem viscosos e possuírem uma coloração branca a amarelada. A característica dos

fluidos se dará pela realização da reologia, densidade, ensaio de filtração e lubricidade.

Figura 5.3 - Fluidos de perfuração produzidos



Como forma de caracterizar os fluidos, o fluido F1 foi submetido a análises de densidade, volume de filtrado, parâmetros reológicos, forças géis e lubricidade. Já os fluidos aditivados com os lubrificantes, comercial (fluidos F2, F3 e F4) e microemulsões (fluidos F5, F6 e F7 com lub R e fluidos F8, F9 e F10 com lub E) foram caracterizados com análises de parâmetros reológicos, forças géis e lubricidade, além de ser submetido ao teste de aprisionamento de coluna.

A densidade do fluido de perfuração padrão, F1, foi determinada com o uso de uma balança de lama da marca Fann, onde os resultados estão apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Densidade média do fluido padrão F1

<i>Parâmetro</i>	<i>Média</i>	σ	<i>Erro (%)</i>
Densidade (lb/gal)	9,33	0,12	0,07

Segundo os dados da Tabela 5.7, a densidade do fluido é desejável, pois apresenta um valor superior aos encontrados em formações, que normalmente então entre 8,34 e 9,0 lbf/gal.

Na prática de perfuração, um fluido de perfuração deve possuir a pressão hidrostática

levemente superior a pressão de formação, porque durante as operações de retirada da coluna do poço, pode ocorrer uma queda de pressão por arrete de fluido ante as paredes do poço. Esta queda de pressão hidrostática pode acarretar em ocorrência de *kick*, ou seja, entrada de fluido da formação para o poço (SANTOS, 2012).

O ensaio de filtração foi realizado utilizando um filtro prensa da marca Fann, onde se obteve, após 30 minutos, um volume de filtrado em uma proveta, conforme a Figura 5.4 e um filtro com um reboco, conforme a Figura 5.5. Os resultados encontrados para o volume de filtrado podem ser encontrados na Tabela 5.8.

Figura 5.4 - Filtrado do fluido F1 após 30 minutos.

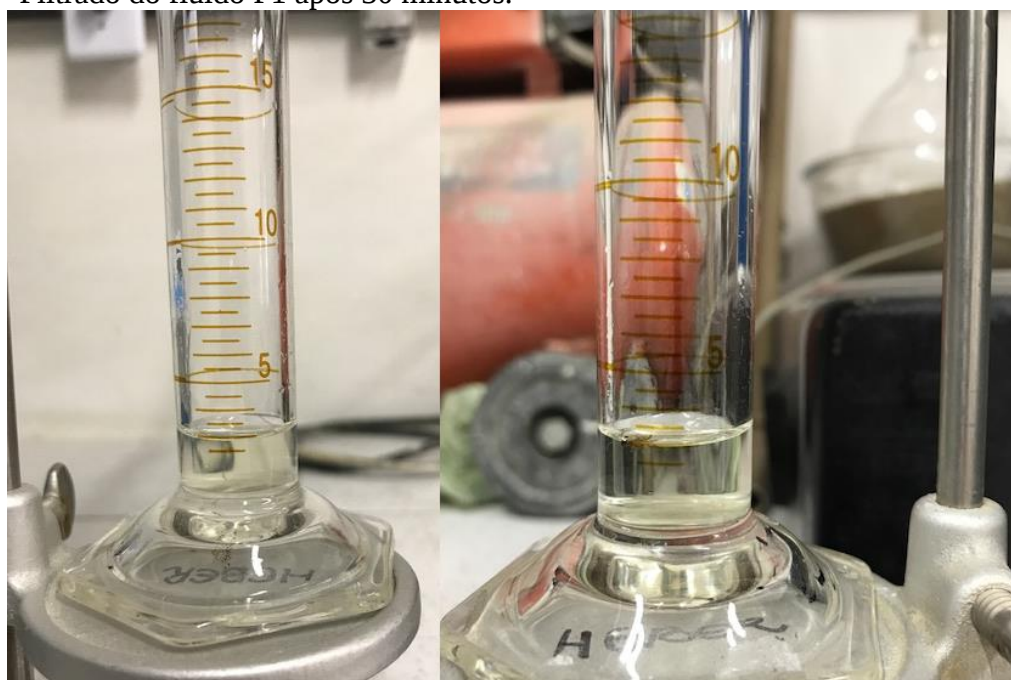


Figura 5.5 - Camada de reboco formada no ensaio de filtração.



Tabela 5.8 - Resultados de filtrado.

<i>Parâmetro</i>	<i>Média</i>	<i>σ</i>	<i>Erro (%)</i>
Filtrado (ml)	2,4	0,0	0,0

No estudo realizado foi observado um volume baixo de filtrado, com um reboco fino e uniforme. O que é um resultado bastante satisfatório, tendo em vista que um volume de filtrado baixo, significa que a perda de fluido para formação também será baixo. O resultado apresentado na Tabela 5.8, entra em conformidade com resultados encontrados por autores, anteriormente citados.

Os fluidos de perfuração, com e sem aditivação do lubrificante comercial e das microemulsões, foram submetidos a um estudo de reologia no viscosímetro Fann 35A, onde foram verificados os valores dos ângulos de deflexão em função da rotação, equivalente a taxa de deformação, para temperatura ambiente e para a temperatura de 60 °C. Foram consideradas as rotações disponíveis no viscosímetro: 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm.

Foram realizadas leituras de três amostras para cada fluido, e com as leituras de ângulo de deflexão médio, foram calculados os parâmetros: viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP) e o limite de escoamento (LE), apresentados nas Tabelas 5.9 a 5.14.

Tabela 5.9 – Viscosidade aparente dos fluidos a temperatura ambiente

Fluido	VA (cP)	σ	e (%)
F1	35,00	2,18	1,26
F2	36,00	2,00	1,15
F3	37,00	0,87	0,50
F4	31,83	0,76	0,44
F5	28,50	0,50	0,29
F6	29,50	0,50	0,29
F7	30,83	0,29	0,17
F8	29,33	0,29	0,17
F9	32,83	1,76	1,01
F10	28,33	0,58	0,33

Tabela 5.10 – Viscosidade aparente dos fluidos a temperatura de 60 °C

Fluido	VA (cP)	σ	e (%)
F1	29,33	0,29	0,17
F2	29,50	0,50	0,29

F3	35,33	0,29	0,17
F4	36,83	0,76	0,44
F5	27,50	0,50	0,29
F6	29,17	0,29	0,17
F7	29,83	0,29	0,17
F8	29,33	0,29	0,17
F9	30,50	0,50	0,29
F10	28,17	0,76	0,44

Tabela 5.11 – Viscosidade plástica dos fluidos a temperatura ambiente

Fluido	VP (cP)	σ	e (%)
F1	19,00	1,00	0,58
F2	15,00	0,58	0,33
F3	14,00	1,15	0,67
F4	13,00	0,58	0,33
F5	15,00	1,00	0,58
F6	17,00	1,15	0,67
F7	18,00	0,58	0,33
F8	17,00	0,00	0,00
F9	19,00	1,00	0,58
F10	16,00	0,58	0,33

Tabela 5.12 – Viscosidade plástica dos fluidos a temperatura de 60°C

Fluido	VP (cP)	σ	e (%)
F1	19,00	1,00	0,58
F2	17,00	1,73	1,00
F3	18,00	1,00	0,58
F4	19,00	2,00	1,15
F5	16,67	1,15	0,67
F6	16,67	0,58	0,33
F7	17,67	1,53	0,88
F8	19,67	1,53	0,88
F9	19,67	2,52	1,45
F10	17,33	2,08	1,20

Tabela 5.13 – Limite de escoamento dos fluidos a temperatura ambiente

Fluido	LE (lbf/100ft ²)	σ	e (%)	LE/VP
F1	34,33	1,53	0,88	1,81
F2	36,00	2,00	1,15	2,40
F3	43,67	1,53	0,88	3,12
F4	37,33	1,53	0,88	2,87
F5	28,00	2,00	1,15	1,87

F6	28,00	2,65	1,53	1,65
F7	27,67	1,53	0,88	1,54
F8	27,00	2,00	1,15	1,59
F9	30,67	0,58	0,33	1,61
F10	25,00	1,00	0,58	1,56

Tabela 5.14 – Limite de escoamento dos fluidos a temperatura de 60 °C

Fluido	LE (lbf/100ft ²)	σ	e (%)	LE/VP
F1	20,67	1,53	0,88	1,09
F2	26,67	1,53	0,88	1,57
F3	31,33	1,53	0,88	1,74
F4	38,67	2,08	1,20	2,04
F5	22,00	1,00	0,58	1,32
F6	26,67	0,58	0,33	1,60
F7	26,67	1,53	0,88	1,51
F8	20,33	1,53	0,88	1,03
F9	26,00	1,00	0,58	1,32
F10	25,00	2,00	1,15	1,44

Os parâmetros reológicos encontrados no Fluido F1 (Tabelas 5.9 a 5.14) foram considerados desejáveis, tendo visto que, comparando com estudos de outros autores e tomando como base a afirmação de Shimora (2010), que segundo a norma PETROBRAS N-2604 (1998), para um fluido base água, a viscosidade aparente do fluido deve ser acima de 15,0 cP, a viscosidade plástica deve ser acima de 4,0 cP e o limite de escoamento deve estar entre 10 e 15 lbf/100 ft².

Com a aditivação do lubrificante comercial (fluidos F2, F3 e F4), não foi observada grande alteração nos parâmetros reológicos, assim como nos fluidos aditivados com microemulsão (fluidos F5, F6 e F7 com lub R e fluidos F8, F9 e F10 com lub E), o que mostra que a aditivação do fluido padrão F1 com o lubrificante proposto não altera suas características. Resultado semelhante é comprovado nos testes de forças géis.

Foram também determinados os valores médios da força gel inicial (G_0), após 10 minutos a força G_{10} , após 30 minutos a força G_{30} . As leituras observadas encontram-se nas Tabelas 5.15 e 5.16.

Tabela 5.15 - Forças géis média dos fluidos a temperatura ambiente

<i>Fluidos</i>	G_0 (lbf/100ft ²)	σ	G_{10} (lbf/100ft ²)	σ	G_{30} (lbf/100ft ²)	σ
F1	12,00	1,00	14,67	0,58	16,67	0,58
F2	7,33	0,58	14,00	1,00	12,67	0,58
F3	10,33	0,58	12,33	0,58	11,00	1,00
F4	11,00	0,00	15,00	0,00	15,33	0,58
F5	8,33	0,58	10,00	1,00	9,00	0,00
F6	8,67	0,58	7,00	1,00	7,00	1,00
F7	8,00	0,00	9,67	0,58	9,67	0,58
F8	8,00	1,00	8,00	0,00	9,33	1,53
F9	8,00	0,00	9,33	0,58	9,00	1,00
F10	7,00	1,00	8,67	0,58	10,00	0,00

Tabela 5.16 - Forças géis média dos fluidos a temperatura de 60 °C

<i>Fluidos</i>	G_0 (lbf/100ft ²)	σ	G_{10} (lbf/100ft ²)	σ	G_{30} (lbf/100ft ²)	σ
F1	8,67	0,58	10,33	0,58	12,00	1,00
F2	8,00	0,00	8,33	0,58	7,67	0,58
F3	8,33	0,58	8,33	0,58	8,67	0,58
F4	8,67	0,58	11,00	1,00	10,67	1,15
F5	8,33	0,58	8,67	0,58	10,00	1,00
F6	8,00	1,00	6,00	1,00	7,33	1,15
F7	8,00	0,00	8,00	1,00	9,33	0,58
F8	7,00	1,00	7,67	0,58	7,67	0,58
F9	7,33	0,58	7,67	0,58	8,33	0,58
F10	7,33	0,58	8,00	0,00	8,67	0,58

Os valores encontrados, para as forças géis, em todos os fluidos foram considerados desejáveis, tendo visto que, tomando como critério a afirmação de Shimora (2012), que segundo a norma PETROBRAS N-2604 (1998), para um fluido base água, os valores para Gel inicial (G_0) é no mínimo 7 lbf/100ft², Gel após 10 minutos (G_{10}) entre 10 e 15 lbf/100ft². Os valores para a força gel acima de 30 minutos (G_{30}) deve ser o mais próximo possível do G_{10} .

É sabido que os parâmetros reológicos desejáveis do fluido de perfuração devem variar conforme a formação a ser perfurada, porém, pode-se inferir que os resultados reológicos do fluido de perfuração reproduzido apresentam valores satisfatórios, quando comparado a resultados de autores citados anteriormente.

Para as análises de lubricidade, os fluidos F1 a F10 foram agitados por 5 minutos em

um misturador Hamilton Beach e submetidos a testes de lubricidade em um EP-*Lubricity Tester*, onde os valores encontrados para o coeficiente de lubricidade (CL) podem ser visualizados na Tabela 5.17.

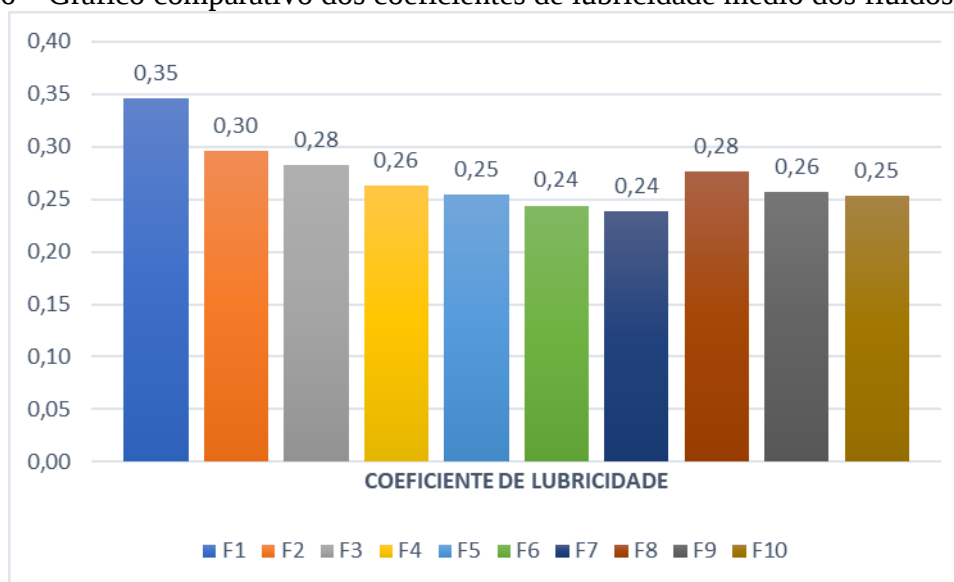
Tabela 5.17 – Coeficiente de lubricidade dos fluidos

<i>Fluidos</i>	Coeficiente de Lubricidade Médio	σ	Erro (%)	Eficiência (%)
F1	0,35	0,004	0,002	0,00
F2	0,30	0,002	0,001	14,42
F3	0,28	0,002	0,001	18,45
F4	0,26	0,002	0,001	23,88
F5	0,25	0,005	0,003	26,37
F6	0,24	0,006	0,003	29,46
F7	0,24	0,002	0,001	31,14
F8	0,28	0,003	0,001	20,11
F9	0,26	0,002	0,001	25,86
F10	0,25	0,003	0,002	26,93

Na Figura 5.6 pode-se observar que os fluidos aditivados com a microemulsão, apresentaram lubricidade abaixo de 0,25, exceto os fluidos F8 e F9, que seria o valor aproximado do coeficiente de um fluido de perfuração base água aditivado com óleo diesel como lubrificante (SONMEZ et. al., 2013) , ou seja, as microemulsões podem-se comportar como aditivo lubrificante para fluido de perfuração base água.

Considerando que, segundo Darley e Gray (1988), um fluido base água possui um coeficiente de lubricidade 0,35, valor confirmado pelo fluido padrão F1, e um fluido base óleo, 0,15, pode-se afirmar que os fluidos F6 e F7, que possuem 2 e 3% de microemulsão lub R, melhoraram a lubricidade do fluido padrão F1 em 29,4% e 31,1%, respectivamente, podendo ser considerados os mais eficientes. Os fluidos F5 e F10 também apresentaram resultados satisfatórios.

Figura 5.6 – Gráfico comparativo dos coeficientes de lubricidade médio dos fluidos.



Quando comparado o lubrificante comercial, lub COM, nas mesmas proporções, com as microemulsões, observa-se que estas (Tabela 5.17) apresentaram resultados significativamente melhores; enquanto o lubrificante comercial em proporções de 1, 2 e 3%, apresentou eficiência de 14, 18 e 23%, respectivamente, a microemulsão com menor eficiência, lub E, apresentou, respectivamente, eficiência de 20, 25 e 26% nas mesmas proporções. É importante destacar que dentro os lubrificantes com microemulsões, o Lub R apresentou os melhores resultados de lubricidade, mesmo tendo uma concentração menor do tensoativo Tween 80 (55%, Tabela 5.1) que o lubrificante Lub E com concentração de 70%, o que certamente contribui de forma favorável para o custo de fabricação do lubrificante microemulsionado.

Vale lembrar que as microemulsões desenvolvidas neste trabalho são biodegradáveis, ou seja, ambientalmente corretas e apresentaram resultados significativamente eficientes, frente ao fluido padrão e ao lubrificante comercial analisado, que não é biodegradável.

Para finalizar este trabalho, foram realizados testes de prisão de coluna nos fluidos descritos na Tabela 5.6, ou seja, do fluido F1 ao F10. Para a realização deste teste os fluidos foram agitados por 5 minutos em um misturador Hamilton Beach e transferidos para o interior da célula do *Differential Sticking Tester* para a realização das medidas do torque após o tempo

de colagem do *flat plate* no reboco formado pelo fluido, para a realização do cálculo do coeficiente de prisão diferencial (CPD).

Após os dois minutos de colagem do *flat plate*, nos fluidos F1, F2, F3, F4, F5, F6, F7, F8, F9 e F10, não houve colagem do *flat plate* no reboco, não sendo possível determinar o CPD dos fluidos.

Este resultado era esperando, pois em uma análise preliminar, as microemulsões foram aditivadas a um fluido aditivado com baritina, e na presença das microemulsões desenvolvidas neste trabalho, também não ocorreu colagem.

A inexistência de colagem do *flat plate* no reboco se explica pela formação de um reboco fino, como característica do fluido padrão, e alta lubricidade dos fluidos adicionados com os lubrificantes, comercial e microemulsões. A presença das microemulsões afeta a aderência da ferramenta ao reboco. Sendo assim, o fluido aditivado pode ser capaz de evitar problemas apresentados em poços depletados causados pelo aprisionamento da coluna de perfuração.

Devido aos resultados apresentados pode-se afirmar, mais uma vez, que as microemulsões se comportam de forma eficiente como aditivo lubrificante de fluido de perfuração base água, ressaltando que as mesmas são biodegradáveis e ambientalmente corretas. E por possuir uma formação com óleo vegetal, água e tensoativo não iônico, possuem um baixo custo de fabricação.

O desenvolvimento e resultados apresentados neste trabalho estão protegidos pelo depósito de Patente de Invenção de número BR102017001598, do Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI).

CONCLUSÃO

Em busca de soluções sustentáveis, com menor custo operacional e economicamente, este estudo teve como objetivo desenvolver um lubrificante biodegradável a base de microemulsão (A/O) que possa ser aplicado em um fluido de perfuração base água, com características similares aos comercializados atualmente. A partir dos resultados obtidos foi possível concluir que:

As microemulsões denominadas de Lub E e Lub R obtiveram resultados satisfatórios para os testes de Potencial Zeta e tamanho das partículas, sendo consideradas estáveis.

O ponto de turbidez acima de 80 °C caracteriza as microemulsões como desejáveis para o uso em poços de petróleo de baixa e média profundidade.

Apresentando um coeficiente lubricidade de 0,07 e 0,06 das microemulsões, Lub E e Lub R, respectivamente, caracterizam os compostos desenvolvidos como lubrificantes de alta lubricidade.

O fluido de perfuração base água reproduzido, apresentou características reológicas, densidade e filtrado satisfatórios, e dentro dos limites encontrados por outros autores.

O teste de lubricidade dos fluidos de perfuração aditivado com as microemulsões, comprovam a eficiência do fluido como aditivo lubrificante, apresentando uma eficiência acima de 20%, quando comparado ao fluido padrão.

Além de ser ambientalmente correto, as microemulsões apresentaram resultados significativamente melhores que um lubrificante comercial nos testes de lubricidade.

A alta lubricidade do fluido aditivado com as microemulsões impossibilitou a colagem no teste de prisão de coluna, se mostrando, mais uma vez, eficiente para perfurações problemáticas, como em poços depletados.

6. REFERÊNCIAS

ADACHI J.; BAILEY, L.; HOUWEN O. H.; MEETEN G.H.; WAY, P. W.; GROWCOCK, F. B.; SCHLEMMER, R. P. Depleted Zone Drilling: Reducing Mud Losses into Fractures. Society of Petroleum Engineers, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, 2004.

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L. Avaliação de Fluidos de Perfuração de Base Aquosa Contendo Poliglicóis Modificados. 62f. Monografia (Graduação). Curso de Engenharia de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2010.

AMORIM, L. V.; APOLINÁRIO, F. O.; NASCIMENTO, R. C. A. M. Estudo do coeficiente de prisão diferencial de fluidos de perfuração aquosos com ênfase nas ferramentas *flat plate* e *radius plate* e no tempo de colagem, Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v8.3, p. 128-135, 2013.

AMORIM, L. V.; FARIAS, K. V.; SILVA, A. R. O.; PEREIRA, M. S.; LIRA, H. L.; FERREIRA, H. C. Desenvolvimento de formulações de fluidos base água para perfurações de poços de petróleo – Estudo preliminar. 4º PDPETRO, Campinas, 2007.

ANACLETO, J. V. T. Avaliação da influência de cálcio e magnésio nas propriedades dos fluidos de perfuração. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.

ANVISA – Agência Nacional da Vigilância Sanitária. Adulteração de Produtos de Origem Vegetal: óleos. 2005. Disponível em: <<http://www.anvisa.gov.br>> Acesso em: Fevereiro de 2017.

ANNIS, M. R.; SMITH, M. V. Drilling Fluids Technology. Exxon, United States of America, 1996.

API Specification 13A (Spec 13A). American Petroleum Institute, Specification for Drilling Fluid Materials. Washington, 1993.

ARAUJO, E. A. Determinação de sistemas microemulsionados para serem utilizados a recuperação de petróleo avaliando suas eficiências de varrido e deslocamento. Projeto de Pesquisa, 29f. Universidade Federal da Paraíba, 2015.

AZEVEDO, J. B.; CARVALHO, L. H.; FONSECA, V. M. Propriedades reológicas de óleos lubrificantes minerais e sintéticos com degradação em motor automotivo. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2004.

BAKER HUGHES. Drilling Engineering Workbook. A Distributed Learning Course. United States of America, 1995.

BARRETO, L. R. Desenvolvimento de aditivos com propriedades lubrificantes para a aplicação em fluidos de perfuração de base aquosa. 126 f. Dissertação (mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

BARROS, E. L. N.; Extração de cobre utilizando microemulsões: otimização e modelagem. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 1996.

BONFIM, J. H. Remoção de surfactantes (LAS) no tratamento anaeróbio de esgotos domésticos. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, 2006.

BORGES, C. D.; VENDRUSCOLO, C. T.; MARTINS, A. L.; LOMBA, F. T. Comportamento reológico de xantana produzida por *Xanthomonas arboricola* pv pruni para aplicação em fluido de perfuração de poços de petróleo. Polímeros, v. 19 n.2. São Carlos, 2009.

CALABREZ, N. D. Filtração e invasão de fluidos de perfuração: estudo comparativo, caracterização da torta e modelagem. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, 2013.

CARDOSO, J. V. L. Diagnóstico de problemas em poços diferenciais durante as manobras. Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1992.

CARRETEIRO, R. P.; BELMIRO, P. N. A.; Lubrificantes e lubrificação industrial. Interciência, 1ª ed. Rio de Janeiro, 2006.

CARVALHO, A. L. Processamento de lamas de perfuração (Lamas a base de água e lamas a base de óleo). Iniciação Científica, Programa de Recursos Humanos da ANP – PRH 16, Universidade Federal de Itajubá, 2005.

CAVALCANTE, A. G.; ARGOLLO, R. M.; CARVALHO, H. S. Correção de dados de temperatura de fundo de poço (FTP). Revista Brasileira de Geofísica, v22, n3. 2004.

CERQUEIRA, C. P. Estudo de reaproveitamento energético de óleo lubrificantes usados. Dissertação (Mestrado). 104f, Universidade de Salvador, Salvador, 2004.

CHANAMAI, R. Microemulsion for use in food and beverage products. United States of America Patents US20070087104 (A1), 2005.

CHEN, J.; GAO, D.; HUANG, X.; LI, X.; LI, Y.; MIAO, H; ZHANG, R. Highly-efficient lubricant for drilling fluid. Chine Patent CN101735778 (A), 2010.

CHIPINDU, N. S. C.; Pos-analise em problemas de perfuração de poços marítimos de desenvolvimento. Dissertação (Mestrado). 124f, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.

CHILINGARIAN, G. V.; VORABUTR, P. Drilling and drilling fluids. Uptaded textbook edition. Elsevier Amsterdan. Oxford. New York, 1983.

CONSTANTINIDES, P. P.; YIV, S. H. Particle-size determination of phase-inverted water-in-oil microemulsions under different dilution and storage-conditions. Int J Pharm. 1995.

DALTIN, D. Tensoativos: química, propriedades e aplicações. 1^a ed. Editora Blucher, São Paulo, 2012.

DAMASCENO, B. P. G. L.; SILVA, J. A.; OLIVEIRA, E. E.; SILVEIRA, W. L. L.; ARAUJO, I. B.; OLIVEIRA, A. G.; EGITO, E. S. T. Microemulsão: um promissor carreador para moléculas insolúveis. Revista Ciências Farmacêuticas Básica Aplicada, v. 32, p. 9-18, 2011.

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Publishing Company, 5ed. 1988.

DUARTE, R. G.. Avaliação da interação folhelho-fluido de perfuração para estudos de estabilidade de poços. 121 f. Dissertação (Mestrado). Pontíficia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2004.

EGITO, E. S. T.; FESSI, H.; APPLE, M.; BARRATT, G.; LEGRAND, P.; BOLARD, J.; DEVISSAGUET, J. P. A morphological study of an amphotericin B emulsion-based delivery system. Internacional Journal of Phamaceutics, Amsterdan, v. 145, p. 17-27, 1996.

EZZA, A. M.; RUT, T. L.; POOLE, R. Fracing pressure-depleted wells achieves success. Oil & Gas Journal, 2002.

ESPAGNE B. J.; LAMRANI-KERN, S.; RODOSCHINI, H. Biodegradable lubricating composition and use thereof in a drilling fluid, in particular for very deep reservoirs. United

States Patent and Trademark Office. Patent US8846583 (B2). 2014.

FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v. 4.1, n. 1, p. 14-25, 2009.

FARIAS, V. K.; PEREIRA, M. S.; SILVA, A. R. V.; AMORIM, L. V.; FERREIRA, H. C. Estudo do comportamento reológico e do coeficiente de lubricidade de fluidos hidroargilosos. XV Encontro Nacional de Perfuradores de Poços, I Simpósio de Hidrogeologia do Sul-Sudeste, *Revista Águas Subterrâneas*, São Paulo, 2007.

FANUN, M. *Microemulsions: properties and applications*. CRC Taylor & Francis Group, Florida, 560p. 2009.

FERREIRA, G. F. D.; SOUZA, D. R. Q. A.; SILVA, A. C. M.; SANTOS, L. C. L. Determinação de sistemas microemulsionados para aplicação na indústria de petróleo. I Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2015.

FRIEDHEIM, J.; TEHRANI, A. Fluids for depleted zone drilling – Innovative fluids and testing devices. OMC 0112A/dlg5. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, 2007.

GOMES, H. O. *Metodologia de Avaliação da Lubricidade de Óleo Diesel*. Encontro para a Qualidade de Laboratórios, São Paulo, 2005.

GUMIERO, V. C.; ROCHA FILHO, P. A. Babassu nanoemulsion have physical and chemical stability. *Journal of dispersion science and technology*, v33, p.1569-1573, 2012.

GUO, M; YADAV, M. P.; JIN, T. Z. Antimicrobial edible coatings and films from micro-emulsions and their food application. *Internacional Journal of Food Microbiology*, v263, p. 9-

16, 2017.

GRAY, G.R.; DARLEY, H.C.H. Composition and properties of oil well drilling fluids. Gulf Publishing Co., Houston, Texas, 1981.

HALLIDAY, W. W.; CLAPPER, D. K. Toxicity and performance testing of non-oil spotting fluid for differentially stuck pipe. SPE/IAC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, 1989.

INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ÁRVORES – Anuário estatístico da IBÁ, 2015. Disponível em < <http://www.ipef.br/estatisticas/> > Acessado em 05 de janeiro de 2018.

ISO 10414:2001. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids, API Recommended Practice 13B-1, 3ed, 2003.

JONSSON, B.; LINDMAN, B.; HOLMBERG, K.; KRONBERG, B. Surfactants and Polymers in Aqueous Solution. John Wiley & Sons: Chichester, 1998.

KAJDAS, C.; HARVEY, S. S. K.; WILUSZ, E. Encyclopedia of tribology. 486p. New York, USA, Elsevier, 1990.

KATERVOLL, M. Drilling problems in depleted reservoirs, Master's Thesis, Petroleum Engineering – Drilling & Well Technology, Universitet i Stavanger, 2009.

KAUFMANN, C. M. F. Síntese e caracterização estrutural, mecânica e óptica de materiais compósitos restauradores. Tese (Doutorado), 159f, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2011.

KONG, M.; PARK, H. J.; Stability investigation of hyaluronic acid based nanoemulsion and its potential as transdermal carrier. Carbohydrate Polymers, v83, p. 1303-1310, 2011.

MACHADO, J. C. V. Reologia e Escoamento de Fluidos - Ênfase na Indústria de Petróleo; 2ª Edição; Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2002.

MAGALHAES, J. Uso de óleo de origem vegetal como lubrificante biodegradável para martelos de acionamento pneumático para perfuração de rochas e solos. Instituto Nacional de Propriedade Industrial Patente PI 0901904-9 A2, 2009.

MASSEY, F. P.; MASSEY, O. N. Lubrication for drilling fluid. World Intellectual Property Organization. Patent WO2015/085306 (A1). 2015.

MEDEIROS, R. C. A., AMORIM, L. V., SANTANA, L. N. L. Avaliação de aditivos lubrificantes em fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo. Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v3.3, p. 56-64, 2008.

MELO, K. C. Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

MELLO, L. A. M. Determinação da composição química de estabilizadores de argila comerciais. Centro de Pesquisa e Desenvolvimento, 2001.

MENDONÇA, C. R. B. Desenvolvimento de metodologias para análise direta de óleo vegetais empregando microemulsões de água em óleo e meios não aquosos. Tese de Doutorado, 172f, Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

MOULIK, S. P.; PAUL, B. K. Structure, dynamics and transport properties of Microemulsions. Advance in Colloid Interface Science, v. 78, p. 99-195, 1998.

MULLER, H.; MAKER, D. Uso de ésteres de ácidos graxos de oligoglicerol e método para melhorar o efeito lubrificante em lama de perfuração. Instituto Nacional de Propriedade

Industrial Patente PI 0816701-0 A2. 2008.

NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V.; LIRA, D. S.; LIRA, H. L. O fenômeno de prisão diferencial: uma revisão da literatura. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v 5.2, p 79-87, 2010.

NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V.; SANTANA, L. N. L. Desenvolvimento de fluidos aquosos com bentonita para perfuração de poços de petróleo onshore. *Cerâmica*, v56, p. 179-187, 2010.

NASCIMENTO, R. C. A. M.; VIEIRA, T. M.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Avaliação da eficiência de inibidores de argilas expansivas para uso em fluidos de perfuração. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v 4.2, p 12-19, 2009.

NAOUI, W.; BOLZINGER, M.; FENET, B.; PELLETIER, J.; VALOUR, J.; KALFAT, R.; CHEVALIER, Y. Microemulsion microstructure influences the skin delivery of an hydrophilic drug. *Pharm. Res*, v28, p 1683-1695, 2011.

OLIVEIRA, F. F. Caracterização físico-química de amostras de óleo de pinho e estudo da ação de sistemas tensoativos na atividade antimicrobiana de ativos fenólicos. Tese (Doutorado). Universidade de São Paulo, 2008.

OLIVEIRA, M. C. K.; MALDONADO, G. G.; GRECO, L.; LOPES, H. E.; Formulações a base de microemulsão para aplicação na indústria de petróleo, Tecnologia de elevação e escoamento, CENPES/PDP/TE, Petrobras, Rio de Janeiro, 2010.

PAULINO, L. C. Estudo de sistemas microemulsionados utilizando água do mar na recuperação avançada de petróleo. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2007.

PRINCE, L. M. Microemulsion: theory and practice. Academic Press, New York, 1977.

REID, P. I.; MEETEN, G.H.; WAY, P. W.; CLARK, P.; CHAMBERS, B. D.; GILMOUR, A. Mechanisms of differential sticking and simple well site teste of monitoring and optimizing drilling mud properties. SPE/LADC 35100, Março, 1996.

SANTOS, O. L. A. Segurança de poço na perfuração. Editora Edgard Blucher, São Paulo, Brasil, 2013.

SCHRAMM, Laurier L. (Ed.). Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry. Cambridge University Press, 2000.

SILVA, J. D. F.; SILVA, Y. P.; PIATNICKI, C. M. S.; BOCKEL, W. J.; MENDONCA, C. R. B. Microemulsões: componentes, características, potencialidades em química de alimentos e outras aplicações. Química Nova, v. 38, n.9. São Paulo, 2015.

SHIROMA, P. H. Estudo do comportamento reológico de suspensões aquosas de bentonita e CMC: influência da concentração do NaCl. Dissertação (Mestrado), 130f. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2012.

PEREIRA, E. O uso de inibidores de argilas como solução de problemas em sondagens. 2010.

PESSOA, R.; FRANCA, E.; RIBEIRO, E.; LANES, P.; CHAUD, N.; MORAES, L.; HONORIO, A. F. Microemulsion of babassu oil as a natural product to improve human immune system function. Drug Design, Development and Therapy. Dovepress, 2014.

PETROBRAS. Ensaio de viscosificante para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo. Especificação, N-2604, 1998.

PETROBRAS. Viscosificante para fluidos usados na exploração e produção de petróleo e gás.

Método, EP-1EP-0001-A. 2011.

PETROBRAS. Manual de fluidos de perfuração. Rio de Janeiro, CENPES, 1991.

PINTO, G. H. V. P. Metodologia para avaliação de cinemática de partículas gasosas em fluidos de viscosidade variável com o tempo sua aplicação na construção de poços de petróleo. Tese (Doutorado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

REID, P.; SANTOS, H.; Novel drilling, completion and workover fluids for depleted zones: avoiding losses, formation damage and stuck pipe. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, 20-22 October, Abu Dhabi, United Arab Emirates. Society of Petroleum Engineers, 2003.

SANTOS, M. B. Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração. Bolsista de Valor: Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense, v2, n1, p. 121-127, 2012.

SAHOO, S.; PANI, N. R.; SAHOO, S. K. Microemulsion based tropical hydrogel of sertaconazole: formulation, characterization and evaluation. Colloids and surfaces B: biointerfaces. Elsevier, 2014.

SAWDON, C.; BRADBURY, A. J.; OAKLEY, D. Composição lubrificante e método de reduzir o torque em um componente da coluna de perfuração giratória. Instituto Nacional da Propriedade Industrial Patente PI0607902-4 A2. 2006.

SCHAFFEL, S. B. A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil. 126 f. Tese (Doutorado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

SERRA, A. C. S. A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades

geoquímicas de óleos. 146 f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

SILVA, P. K. L. Remoção de óleo da água de produção por flotação em coluna utilizando tensoativo de origem vegetal. 104 f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

SONMEZ, A.; KOK, M. V.; OZEL, R. Performance analysis of drilling fluids liquid lubricants. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v108, p. 64-73, 2013.

SOUSA, R. P. F. Obtenção e Estudo de um Fluido de Perfuração Microemulsionado. Trabalho Final de Curso, 64f, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2016.

SOUSA, S. Petrobras faz nova descoberta de petróleo em terra no Ceará. *Diário do Nordeste - Negócios*, Ceará, jan. 2015. Disponível em: <<http://diariodonordeste.verdesmares.com.br/cadernos/negocios/petrobras-faz-nova-descoberta-de-petroleo-em-terra-no-ceara-1.1206597>> Acesso: 30 out. 2017.

SOUZA, D. A. F.; ELIAS, R. N.; ALVES, J. L. D.; LANDAU, L.; COUTINHO, A. L. G. A.; LOMBA, R. F. T.; MARTINS, A. L. Modelagem computacional da prisão de diferencial da coluna de perfuração em poços não convencionais. SOFTEC, 2003.

SOUZA, M. R. Avaliação do ciclo de vida dos constituintes dos fluidos de perfuração de poços de petróleo. 158 f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

TOTAL RAFFINAGE MARKETING. Composição lubrificante biodegradável e a sua utilização em um fluido de perfuração, especificamente para reservatórios muito profundos. Instituto Nacional da Propriedade Intelectual Patente BR1120120143883 A2, 2010.

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

YANG, J. Microemulsion containing oilfield chemicals useful for oil and gas field application. World Intellectual Property Organization Patent WO2006078723 (A3), 2005.

YANG, Z.; LIU, Y.; ZHAO, X.; SONG, T.; YAN, J.; JIA, W. Daqing Drilling & Exploration Engineering Corporation. Research and Application of Nanoscale Emulsion Lubricating Material for Drilling Fluid in Daqing Oil Field. IADC/SPE 161899, Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. China, 2012.

YU, C.; KE, Y.; Preparation and study of polystyrene/organic montmorillonite nanocomposite as lubricant additive of drilling fluid. AIP Conference Proceedings 1894, 020117. China, 2017.

ZHAO, B.; ZHU, L.; GAO, Y. A novel solubilization of phenanthrene using Winsor I microemulsion-based sodium castor oil sulfate. Journal of Hazardous Materials, v119, p 205-211. 2005.

7. ANEXOS

Depósito de patente

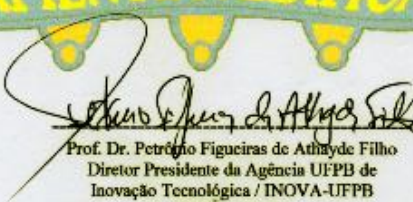


DECLARAÇÃO

Declaro para fins comprobatórios que **Fabiola Dias da Silva Curbelo** (CPF: 875.996.514-20), **Alfredo Ismael Curbelo Garnica** (CPF: 052.277.907-79), **Glauco Soares Braga** (059.031.714-86), **Elayne Andrade Araújo** (CPF: 100.866.084-10), **Roxana Pereira Fernandes de Sousa** (CPF: 094.966.974-10), **Edson de Andrade Araújo** (CPF: 059.450.594-12) e **Italo Xavier Queiroz** (CPF: 055.084.184-90) entraram com um pedido de patente de invenção relativo à **"COMPOSIÇÃO DE UM LUBRIFICANTE BIODEGRADÁVEL A BASE DE MICROEMULSÃO PARA APLICAÇÃO EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO"**. 2017. Brasil. Patente: Privilégio de Inovação. Número definitivo: BR 10 2017 001598 0. Data de Depósito: 25/01/2017 e que o mesmo se encontra em fase de tramitação no âmbito do Instituto Nacional de Propriedade Industrial e desta Agência de Inovação Tecnológica da UFPB.

Ressalta-se que o referido pedido de **PATENTE DE INVENÇÃO** encontra-se sob **SIGILO** conforme Lei N° 9.279/96.

João Pessoa – PB, 30 de janeiro de 2017.



Prof. Dr. Petrólio Figueiras de Athayde Filho
Diretor Presidente da Agência UFPB de
Inovação Tecnológica / INOVA-UFPB
SLAPE 1227933

Cidade Universitária – Campus I – Prédio da Reitoria, 3º Andar. CEP: 58051-900E-mail: inova@reitoria.ufpb.br / www.ufpb.br/inova - Fone: (83) 3216.7558

