

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

Thaine Taumaturgo Caminha

**REMOÇÃO E INVERSÃO DE MOLHABILIDADE COM COLCHÕES LAVADORES
MICROEMULSIONADOS PARA APLICAÇÃO EM CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE
PETRÓLEO**

João Pessoa

2019

Thaine Taumaturgo Caminha

**REMOÇÃO E INVERSÃO DE MOLHABILIDADE COM COLCHÕES LAVADORES
MICROEMULSIONADOS PARA APLICAÇÃO EM CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE
PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal da
Paraíba como exigência para a obtenção
do título de Bacharel em Engenharia
Química.

Universidade Federal da Paraíba
Centro de Tecnologia
Curso de Graduação em Engenharia Química

Orientador: Profa. Dra. Fabíola Dias da Silva Curbelo

João Pessoa

2019

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

C183r Caminha, Thaine Taumaturgo.

REMOÇÃO E INVERSÃO DE MOLHABILIDADE COM COLCHÕES
LAVADORES MICROEMULSIONADOS PARA APLICAÇÃO EM
CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO / Thaine Taumaturgo
Caminha. - João Pessoa, 2019.

84 f.

Monografia (Graduação) - UFPB/CT.

1. Processo de perfuração. 2. Colchão lavador. 3.
Fluido de perfuração. 4. Tensioativo aniônico. 5.
Microemulsão. I. Título

UFPB/BC

Thaine Taumaturgo Caminha

**REMOÇÃO E INVERSÃO DE MOLHABILIDADE COM COLCHÕES
LAVADORES MICROEMULSIONADOS PARA APLICAÇÃO EM
CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal da
Paraíba como exigência para a obtenção
do título de Bacharel em Engenharia
Química.

Profa. Dra. Fabiola Dias da Silva
Curbelo
Orientadora

Prof. Dr. Alfredo Ismael Curbelo
Garnica
Membro Interno

Elayne Andrade Araújo
Membro Externo

João Pessoa

2019

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me permitir a realização de um sonho e ser meu amparo em todas as adversidades da vida.

Aos meus pais por todo o esforço e confiança investida na minha educação.

Agradeço a minha mãe e minha avó (In Memoriam) que sempre me conduziram no caminho certo e me apoiaram em todas as escolhas da minha vida. À vocês todo o meu amor e dedicação.

Sou grata a minha família, irmãos, cunhadas, sobrinhos. Em especial ao meu irmão Thiago por sempre cuidar de mim como um pai, me orientar nas melhores escolhas e por me fazer ter confiança nas minhas decisões. Um agradecimento especial aos meus pequenos sobrinhos, que mesmo sem entender, sempre me deram forças pra continuar.

Agradeço em especial a Romulo, que iniciou essa jornada comigo, se tornou muitas vezes professor, psicólogo e incentivador. Obrigada por acreditar no meu potencial, me incentivar e não deixar eu desistir.

Sou grata à minha orientadora Prof. Dr. Fabíola Curbelo e ao Prof. Alfredo Garnica pela dedicação e paciência durante o projeto. Obrigada pelos ensinamentos durante o curso e o apoio incondicional durante esses anos.

Agradeço aos meus amigos que mesmo de longe sempre me proporcionaram alegrias, distrações e sempre me apoiaram nas minhas escolhas. Agradeço em especial aos meus amigos de curso, pois sem vocês essa jornada se tornaria muito mais difícil, à vocês muito obrigada por todo o apoio, dias e noites de estudos e memórias que irei levar para o resto da vida. Por fim, agradeço a minha melhor amiga de 4 patas (Babi), que sempre me trouxe paz após um dia difícil.

Agradeço aos meus colegas de laboratório por tornar o ambiente de trabalho mais tranquilo e alegre. Em especial a Elayne que sempre me ajudou, me apoiou e se tornou uma amiga.

Gratidão aos professores e colaboradores responsáveis pelo LABCIM/UFRN pela ajuda e apoio no desenvolvimento dessa pesquisa. Por fim, agradeço a instituição UFPB pelo apoio financeiro e ao Laboratório de Petróleo (LaPet) pela estrutura necessária para a realização da pesquisa.

*Dedico este trabalho às mulheres da minha vida,
minha mãe e minha avó 'In Memoriam', mulheres
guerreiras, fortes e decididas
que sempre me incentivaram, me apoiaram,
seguraram minha mão em meio ao caos e me
mostraram que sempre há uma saída
e que eu nunca devo desistir dos meus sonhos.
À vocês todo o meu amor e dedicação.*

Resumo

O sucesso na busca de petróleo e no custo do projeto está diretamente relacionado ao processo de perfuração, durante essa etapa são injetados fluidos de perfuração, que tem como objetivo auxiliar na remoção dos fragmentos gerados. Após o processo de perfuração, o revestimento é colocado e o espaço entre o tubo de revestimento e o poço será cimentado. A operação de cimentação é uma etapa essencial para as fases de perfuração e completação dos poços de petróleo, afetando diretamente na vida útil do poço. Para se obter uma boa cimentação, é necessário garantir que o fluido de perfuração e o reboco tenham sido completamente removidos. Desta forma, fluidos complementares, conhecidos como colchões lavadores e espaçadores, possuem papel primordial neste caso, sendo injetados para auxiliar na limpeza da parede do poço e garantir a estabilidade da estrutura do poço na etapa de cimentação. O colchão lavador apresenta características de remoção química e tem como finalidade a inversão da molhabilidade para O/A (molhável à água). Dessa maneira, este trabalho possui como objetivo o desenvolvimento de microemulsões que possam atuar como potenciais colchões lavadores, para serem utilizados na limpeza e inversão de molhabilidade de poços petrolíferos, antecedendo a operação de cimentação. Inicialmente, para a determinação da zona de microemulsão, foram construídos os diagramas ternários, e posteriormente, em um recipiente adequado, os componentes foram misturados nas frações escolhidas dentro da região da microemulsão, obtendo-se o sistema microemulsionado. As amostras foram preparadas utilizando óleo de pinho ou óleo de mamona como óleo vegetal; NaCl 2% como fase aquosa e OCS/Álcool na proporção de 1:1 como tensoativo aniônico. Em seguida, testes de remoção e de inversão de molhabilidade foram realizados para verificar a eficiência dos colchões lavadores formulados para futura aplicação na indústria de petróleo. De acordo com os testes de remoção, utilizando o óleo de pinho como óleo vegetal, obteve-se uma remoção de 100% do fluido de perfuração, em contrapartida, utilizando o óleo de mamona como óleo vegetal obteve-se apenas 24,24% de eficiência na remoção, respectivamente. Finalmente, através dos testes de inversão verificou-se que as amostras com óleo de pinho apresentaram condutividade elétrica suficiente para inverter a molhabilidade do fluido de perfuração A/O para O/A, utilizando 80, 84 e 87,5 mL, respectivamente. Desta forma, as formulações desenvolvidas na faixa de 1 à 3, utilizando óleo de pinho, NaCl 2% e OCS/Álcool, apresentaram todas as propriedades requisitadas para colchões lavadores, sendo as melhores formulações encontradas neste trabalho. Os resultados apresentados estão de acordo com os padrões estabelecidos pelo PROCELAB.

Palavras-chave: Processo de perfuração. Colchão Lavador. Fluido de Perfuração. Tenso- ativo aniônico. Microemulsão.

Abstract

The success in the oil search and the project cost is directly related to the drilling process. During this step, drilling fluid are injected to assist the removal of the generated fragments. After the drilling is completed the coating is placed and the space between the coating tube and the well will be cemented, and the drilling fluid must be completely removed to provide good cementation. This way, complementary fluids, known as flushing fluid, have primordial paper in this case, being injected to assist in cleaning the well wall and ensure the structure stability of the well in the cementing step. The flushing fluid exhibit chemical removal characteristics and have purpose the revert wettability. Thus, this study aims to develop microemulsions which act as potential flushing fluid, to be used for cleaning and inversion wettability of wells, before an operation of cementing oil wells. The flushing fluid (microemulsion) was formulated basically of vegetable oil, aqueous phase (NaCl 2% weight), and anionic surfactant. For the determination of the microemulsion zone, ternary diagrams were prepared using the surfactant (OCS/Alcohol). Thus, in a suitable beaker the components were mixed in the chosen fractions within the microemulsion region, obtaining the flushing fluid. This way, the samples were prepared with three components: vegetable oil (castor oil or pine oil), aqueous phase (NaCl 2%) and OCS/Alcohol (1:1) as surfactant. Posteriorly, removal tests and reversing wettability tests were realized to verify the efficiency of the flushing fluids formulated for future application in the oil industry. According to the removal test, using the pine oil as vegetable oil, all pure flushing fluid removed 100% of the drilling fluid and using castor oil as vegetable oil was obtained 24,24% of removal, respectively. Finally, through reversing wettability tests, only the samples with pine oil presented enough electrical conductivity to revert wettability of the A/O to O/A drilling fluid, used 80, 84 and 87.5 mL, respectively. This way, the range from 1 to 3, used pine oil, NaCl 2% and OCS/Alcohol, were the best formulation found to act as a potential flushing fluid. The results presented are according with the established standards by PROCELAB.

Keywords: Drilling process. Flushing fluid. Drilling fluid. Anionic surfactant. Microemulsion.

Lista de Ilustrações

Figura 1: Esquema ilustrativo da perfuração de poços de petróleo.	30
Figura 2: Esquema ilustrativo de falhas observadas na cimentação.....	34
Figura 3: Esquema de uma molécula tensoativa.	36
Figura 4: Ilustração esquematizada dos tensoativos catiônicos (A), aniônicos (B), anfóteros (C) e não iônicos (D).	37
Figura 5: Estruturas internas de moléculas microemulsionadas.....	42
Figura 6: Esquema de um diagrama ternário.....	43
Figura 7: Diagrama ternário do tipo Winsor I.	44
Figura 8: Diagrama ternário do tipo Winsor II.	44
Figura 9: Diagrama ternário do tipo Winsor III.....	45
Figura 10: Força de cisalhamento aplicada em um fluido.....	46
Figura 11: Classificação dos fluidos de acordo com o comportamento reológico.....	47
Figura 12: Comportamento reológico dos fluidos.....	49
Figura 13: Representação do molhamento antes (a) e após (b) a adesão do líquido na superfície do sólido.....	50
Figura 14: Representação do ângulo de contato de fase não molhante (a) e da fase molhante (b).	51
Figura 15: Estrutura química do ácido ricinoleico.	54
Figura 16: Estrutura química do alfa-terpineol.....	54
Figura 17: Reação de Saponificação.	55
Figura 18: Equipamento Brookfield LVDVIII+Ultra.	57
Figura 19: Esquema do procedimento para remoção do fluido de perfuração.....	58
Figura 20: Diagrama ternário composto por NaCl 2%, óleo de mamona e OCS.....	62
Figura 21: Sistema microemulsionado: A) no início do teste; B) ao atingir a temperatura de turbidez; C) no final do teste.	64
Figura 22: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 40°C.	65
Figura 23: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 50°C.	66

Figura 24: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 60°C.	66
Figura 25: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 70°C.	67
Figura 26: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 40°C.	67
Figura 27: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 50°C.	68
Figura 28: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 60°C.	68
Figura 29: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 70°C.	69
Figura 30: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 40°C.	70
Figura 31: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 50°C.	70
Figura 32: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 60°C.	71
Figura 33: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 70°C.	71
Figura 34: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 40°C.	72
Figura 35: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 50°C.	72
Figura 36: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 60°C.	73
Figura 37: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 70°C.	73
Figura 38: Eficiência de remoção: A) do sistema microemulsionado 1; B) do sistema microemulsionado 2; C) do sistema microemulsionado 3; D) do sistema microemulsionado 4; E) do sistema microemulsionado 5; F) do sistema microemulsionado 6.	76

Lista de Tabelas

Tabela 1: Comportamento dos tensoativos diluídos em fase aquosa de acordo com o BHL...	39
Tabela 2: Aplicação dos tensoativos de acordo com a faixa de BHL.	39
Tabela 3: Diferenças entre os sistemas emulsionados e microemulsionados.....	41
Tabela 4: Características físico-químicas dos óleos vegetais.....	53
Tabela 5: Equipamentos utilizados para o desenvolvimento do trabalho.	54
Tabela 6: Fração mássica dos sistemas microemulsionados.	63
Tabela 7: Temperatura de turbidez dos sistemas microemulsionados.	64
Tabela 8: Modelos reológicos dos colchões nas temperaturas de 40°C à 70°C.....	74
Tabela 9: Parâmetros reológicos dos fluidos, sendo τ_0 a tensão inicial (Pa) e μ a viscosidade aparente (Pa.s).	74
Tabela 10: Eficiência de remoção dos sistemas microemulsionados.....	75
Tabela 12: Inversão da molhabilidade dos sistemas microemulsionados.	77

Lista de Abreviaturas e Siglas

API	Instituto Americano de Petróleo
BHL	Balanço Hidrofílico-Lipofílico
MEM	Microemulsões
OBM	Fluidos Base óleo
OCS	Óleo de Coco Saponificado
PROCELAB	Procedimentos e Métodos de Laboratório destinados à Cimentação de Poços Petrolíferos
SBM	Fluidos Sintéticos
WBM	Fluidos base água
WI	Winsor I
WII	Winsor II
WIII	Winsor III
WIV	Winsor IV

Lista de Símbolos

A	Área cisalhante
G_1	Contribuição dos grupos hidrofílicos
G_2	Contribuição dos grupos hidrofóbicos
ER	Eficiência de remoção
ΔG	Energia livre de Gibbs
n	Expoente adimensional característico dos fluidos
$\bar{F}$	Força
K	Índice de consistência do fluido
MA	Molhabilidade aparente
QL	Número de quadrados limpos
γ	Taxa de cisalhamento
τ_{yx}	Tensão de cisalhamento na direção x
τ_0	Tensão de cisalhamento inicial
γ_i	Tensão interfacial entre duas fases
$\bar{u}$	Velocidade
μ	Viscosidade
μ_0	Viscosidade de fluidos newtonianos
VT	Volume total do sistema
VM	Volume do sistema microemulsionado

Sumário

1. INTRODUÇÃO	25
2. OBJETIVOS	27
2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	27
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	29
3.1 PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO	29
3.2 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	30
3.2.1 Propriedades dos Fluidos de Perfuração	31
3.2.2 Classificação dos Fluidos de Perfuração	31
3.3 FORMAÇÃO DE REBOCO	33
3.4 CIMENTAÇÃO DOS POÇOS DE PERFURAÇÃO	33
3.5 COLCHÃO LAVADOR	35
3.6 TENSOATIVOS	36
3.6.1 Classificação dos Tensoativos	37
3.6.1.1 Tensoativos iônicos	38
3.6.1.2 Tensoativos não-iônicos	38
3.6.1.3 Tensoativos anfóteros	38
3.6.2 Balanço Hidrofílico – Lipofílico (BHL)	38
3.6.3 Estabilidade térmica	39
3.7 MICROEMULSÃO	40
3.7.1 Tipos de Microemulsão	41
3.7.2 Diagrama de Fases	42
3.7.3 Classificação de Winsor	43
3.8 REOLOGIA DOS FLUIDOS	45
3.8.1 Deformação e Gradiente de Velocidade	45
3.8.2 Classificação Reológica	46
3.8.2.1 Fluidos Newtonianos	47
3.8.2.2 Fluidos não-Newtonianos	48
3.9 INVERSÃO DA MOLHABILIDADE	49
4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL	53
4.1 MATERIAIS	53
4.1.1 Reagentes	53
4.1.2 Seleção do fluido de perfuração	53

4.1.3	Óleos vegetais.....	53
4.1.4	Equipamentos utilizados.....	54
4.2	METODOLOGIA.....	55
4.2.1	Saponificação do óleo de coco	55
4.2.2	Elaboração do diagrama de fases ternário	55
4.2.3	Avaliação das microemulsões.....	56
4.2.3.1	Teste de estabilidade térmica.....	56
4.2.3.2	Estudo Reológico.....	56
4.2.4	Síntese do colchão lavador.....	57
4.2.5	Teste de remoção	57
4.2.6	Teste de inversão de molhabilidade.....	59
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	61
5.1	DIAGRAMA DE FASES	61
5.1.1	Seleção das Microemulsões.....	63
5.2	AVALIAÇÃO DAS MICROEMULSÕES	63
5.2.1	Teste de Estabilidade Térmica	63
5.2.2	Teste de Reologia	65
5.3	REMOÇÃO DO FLUÍDO DE PERFURAÇÃO	75
5.4	INVERSÃO DE MOLHABILIDADE	77
6.	CONCLUSÃO.....	79
	REFERÊNCIAS	81

1. INTRODUÇÃO

A importância dos derivados do petróleo, obtidos através dos processos de perfuração e completação de poços, pode ser evidenciada por sua ampla aplicação no contexto atual. O cenário mundial é altamente dependente desses derivados, o que influencia o funcionamento das sociedades, impactando o meio ambiente, a economia e o bem estar.

Métodos mais eficientes na busca por petróleo estão sendo desenvolvidos e aperfeiçoados, com o intuito de satisfazer a demanda imposta pela sociedade. A perfuração de um poço de petróleo é uma das etapas mais importantes e complexas do processo de exploração petrolífera, uma vez que, consiste em atravessar as formações geológicas em busca de hidrocarbonetos presentes. Visto que as reservas de petróleo superficiais e subsuperficiais estão próximas ao esgotamento, torna-se necessário a perfuração em cenários cada vez mais complexos, com estreita janela operacional e lâminas d'água profundas (QUINTERO et al., 2015).

Os fragmentos de rocha gerados durante a etapa de perfuração são removidos através da injeção do fluido de perfuração. A utilização desses fluidos é crucial para que o processo de perfuração seja realizado de forma segura e eficiente. Os fluidos são bombeados para o interior do poço através da coluna de perfuração e retornam pelo espaço anular formado entre a coluna e as paredes do poço (FARIAS et al., 2007).

O contato direto entre o fluido e a formação rochosa permite a retenção de partículas maiores que se acumulam na parede do poço, criando uma película de baixa permeabilidade, denominada reboco (FARIAS et al., 2007). Quando o fluido de perfuração é introduzido no reservatório, as partículas e o filtrado que consigam invadir a formação e, posteriormente, formar o reboco, podem afetar diretamente a vida útil do poço, ocasionando diminuição da permeabilidade relativa e, conseqüentemente, diminuição na produtividade da operação.

Após a etapa de perfuração, a coluna de perfuração é substituída por uma coluna de revestimento e o espaço formado entre a coluna e a parede do poço deve ser cimentado para evitar problemas tais como, fraturas, desmoronamento e perda de fluidos para a formação (THOMAS, 2001). A operação de cimentação é uma etapa essencial para as fases de perfuração e completação dos poços de petróleo, e é crucial que a cimentação seja realizada de forma eficaz, garantindo a máxima aderência do cimento ao revestimento, para que a eficiência da produção não seja afetada.

Dessa maneira, para evitar problemas na cimentação dos poços e, conseqüentemente, na eficiência do poço, são injetados fluidos auxiliares, denominados de colchões lavadores, para auxiliar na limpeza da parede do poço e garantir que todo o fluido de perfuração e reboco sejam completamente removidos (ALBURQUERQUE; LEAL, 2009).

Os colchões lavadores devem ser cuidadosamente concebidos para proteger o cimento de possíveis contaminações presentes no fluido de perfuração, remover o reboco e preparar a parede do poço para a etapa de cimentação (BRANDL et al., 2013). Portanto, o desenvolvimento de colchões lavadores mais eficientes e economicamente viáveis são necessários.

Estudos cada vez mais elaborados sobre microemulsões do tipo Winsor IV estão sendo desenvolvidos e aperfeiçoados para serem utilizados como colchões lavadores e, dessa maneira, comprovarem a eficiência desses compostos na remoção do fluido de perfuração base óleo e na capacidade de inversão da molhabilidade de molhável a óleo para molhável a água. Esse trabalho visa o desenvolvimento de sistemas microemulsionados para atuarem como potenciais colchões lavadores na limpeza e inversão de molhabilidade de poços de petróleo (MCDONALDS et al, 2014; QUINTERO et al., 2015).

2. OBJETIVOS

Esse trabalho possui como objetivo principal o desenvolvimento de um sistema microemulsionado que atue como potencial colchão lavador, para futura aplicação na operação de cimentação de poços petrolíferos. O colchão lavador desenvolvido deve ser capaz de solubilizar o reboco formado na parede do poço para melhorar, consequentemente, a aderência dos sistemas cimento-formação e cimento-revestimento.

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste trabalho foram:

- Obter sistemas microemulsionados à base de tensoativo aniônico, óleos vegetais e solução aquosa de NaCl 2%, a partir de diagramas de fases ternários;
- Verificar a estabilidade térmica dos sistemas microemulsionados;
- Avaliar o comportamento reológico das microemulsões escolhidas;
- Verificar a eficiência de remoção do fluido de perfuração não aquoso pelo colchão lavador formulado;
- Avaliar o comportamento reológico das microemulsões escolhidas;
- Verificar a capacidade de inversão da molhabilidade da superfície molhável à óleo;

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

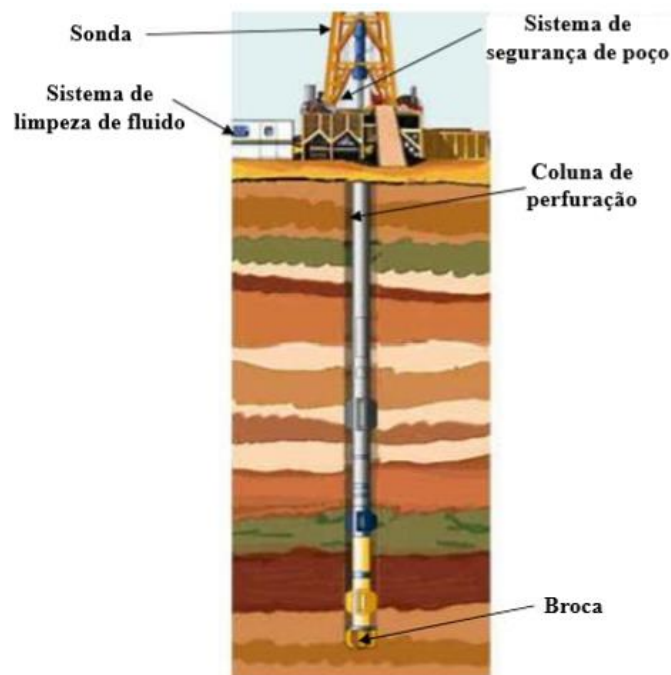
3.1 PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Uma das etapas mais importantes na busca pelo petróleo é a perfuração de poços. Esse processo consiste em uma série de etapas que tem como intuito atravessar as formações geológicas em busca de hidrocarbonetos presentes. A tecnologia envolvendo a perfuração de poços está em crescente avanço, e deu um salto gigantesco na última década, permitindo o alcance de profundidades acima de 6.000 metros. A busca por poços com lâminas mais profundas tem propiciado estudos cada vez mais complexos, uma vez que as reservas de petróleo superficiais e subsuperficiais estão próximas do esgotamento (GOEL; MORGAN; SODHI, 2014).

O processo de perfuração se divide em sistema onshore (perfuração na terra) e sistema offshore (perfuração no mar). Nos últimos anos, houve um avanço do processo de busca do petróleo voltados à exploração e à produção em águas profundas. Dessa maneira, poços de petróleo têm sido perfurados em cenários cada vez mais complexos, com estreita janela operacional e lâminas d'água profundas (QUINTERO et al., 2015). O avanço tecnológico está sendo necessário para suprir a necessidade de petróleo e a produção de seus derivados em diversas atividades na sociedade.

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda, que consiste em um conjunto de equipamentos bastante complexos, que podem ser terrestres ou marítimas, conforme o local de operação (VICTOR et al., 2012). As rochas são perfuradas através da ação rotativa de uma broca existente na extremidade da coluna de perfuração (COSTA, 2004). Durante esse processo, é necessário que a broca disponha de toda a energia necessária para promover a ruptura e desagregação das formações rochosas, essa energia é advinda da ação rotativa e do peso aplicado sobre esta. Os fragmentos de rocha são removidos pela injeção de um fluido de perfuração para o interior da coluna através da ação de uma bomba, e retorna à superfície pelo espaço anular formado entre a coluna e as paredes do poço (THOMAS, 2004). A Figura 1 mostra o esquema da perfuração de um poço de petróleo.

Figura 1: Esquema ilustrativo da perfuração de poços de petróleo.



Fonte: COSTA, 2004.

Ao atingir determinada profundidade a coluna de perfuração é substituída por uma coluna de revestimento de aço de diâmetro inferior ao da broca e é realizada a cimentação entre o espaço anular dos tubos para garantir o máximo de segurança possível. Posteriormente, a coluna de perfuração é novamente descida ao poço com uma nova broca de menor diâmetro, assim sucessivamente até o final da perfuração (THOMAS, 2004).

3.2 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

De acordo com o American Petroleum Institute (API), fluido de perfuração é definido como um fluido circulante que é utilizado na perfuração rotativa capaz de tornar a operação de perfuração viável (FINK, 2012). Contudo, segundo Thomas (2001), fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, às vezes, gases.

Os fluidos de perfuração, do ponto de vista químico, podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (THOMAS, 2001). Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamento de fluidos não newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002).

Fluidos de perfuração são utilizados para assegurar que o processo seja seguro, eficiente e de rápida execução (DUARTE, 2004). Portanto, um fluido de perfuração além de ter suas funções primordiais que são de resfriamento e limpeza da broca, controle de pressão, redução do atrito entre a coluna de perfuração e as laterais do poço, estabilização das formações, suspensão e formação de reboco fino (CAENN; DARLEY; GRAY, 2014), também devem apresentar características fundamentais para que possam ser utilizados nas diversas formações, tais como ser estável quimicamente, estabilizar as paredes do poço, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, ser bombeável, não ser agressivo ao meio ambiente, apresentar baixo grau de corrosão e, além disso, é de extrema importância o seu custo ser compatível com a operação que está sendo realizada (THOMAS, 2001).

3.2.1 Propriedades dos Fluidos de Perfuração

As propriedades dos fluidos podem ser analisadas do ponto de vista físico e químico e, através do estudo dessas propriedades, é possível classificá-los adequadamente. De acordo com CAENN e CHILINGAR (1996), os principais parâmetros físicos que devem ser verificados para classificar os fluidos são: peso, viscosidade e controle de perda de fluido, além de estudar as características específicas dentro de cada item citado anteriormente, tais como: densidade (no caso do peso), determinada através do limite das pressões dos poros; força gel e parâmetros reológicos (no caso da viscosidade), que determinam o grau de gelificação das partículas dispersas e que analisam o comportamento de fluxo do fluido, respectivamente; e por fim, os parâmetros de filtração (no caso de controle de perda de fluidos), para determinar o filtrado e a espessura do reboco.

As propriedades químicas também são itens importantíssimos para classificação dos fluidos, dentre as quais pode-se citar o pH, que fornece informações sobre a capacidade do fluido em promover a corrosão dos equipamentos; e o teor de sólidos que, em altas quantidades influenciam outras propriedades como a densidade, viscosidade e forças géis, aumentando dessa maneira a probabilidade de desgaste do equipamento (GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

3.2.2 Classificação dos Fluidos de Perfuração

O principal critério de classificação dos fluidos de perfuração se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Dessa maneira, os fluidos de perfuração podem ser divididos em: fluidos base água, fluidos base óleo e fluidos base ar (THOMAS, 2001). Os

fluidos de base líquida podem ser separados em fluidos base água (conhecido como WBM - do termo em inglês - *Water based mud*), quando o seu meio contínuo é a água, e base óleo (conhecido como OBM – do termo em inglês – *Oil based mud*), caso seu meio de dispersão seja um fluido não aquoso. Os fluidos base ar são divididos em: ar, que é a injeção de ar atmosférico ou gás natural para dentro do poço; e fluidos de perfuração oriundos da mistura do meio líquido com o gasoso, se a maior parte da sua composição for a água, diz-se que o fluido é uma mistura denominada água aerada. Caso a mistura seja mais rica em gás, chama-se de espuma (ECONOMIDES; WATTERS; DUNN-NORMAN, 1998).

Segundo THOMAS (2001), os fluidos base água são formados pela água pura, podendo ser água doce ou salgada. Industrialmente, a água salgada requer um pré tratamento devido à presença de sais, o que afeta o processo. Neste caso, as partículas sólidas ficam suspensas em água, e o óleo é emulsificado em água. Os fluidos base água possuem baixo custo, entretanto podem causar danos a formações rochosas sensíveis.

Os fluidos base óleo são limitados a altas temperaturas, altas pressões e em condições que as formações são diretamente afetadas pelos fluidos base água. Esse tipo de fluido requer um controle minucioso da poluição e, por isso seu uso é restrito à condições críticas do sistema (SANTOS, 2012). Por fim, os fluidos base ar são utilizados para situações de zonas com grandes perdas de circulação e formações produtoras com pressões muito baixas (CAENN; CHILINGAR, 1996).

Growcock et al. (1994) propõe um novo tipo de fluido chamado de fluidos de perfuração a base de compostos sintéticos (SBM), que são produzidos por reações químicas de compostos puros e grupamentos químicos como hidrocarbonetos sintéticos, ésteres, éteres, etc. Esses fluidos surgiram da necessidade de possuírem características semelhantes aos fluidos de base óleo, entretanto que também possuísem características ecologicamente corretas, sendo menos tóxicos e mais biodegradáveis (MAIRS et al., 2000). Segundo os autores, suas principais vantagens residem em seu baixo impacto ambiental, reologia (elevada viscosidade), elevada estabilidade térmica (baixa redução da viscosidade a elevadas temperaturas), capacidade de desidratar os folhelhos e compatibilidade com outros compostos dos fluidos.

3.3 FORMAÇÃO DE REBOCO

Durante a etapa de perfuração, os fluidos são bombeados para o interior do poço através da coluna de perfuração e retorna pelo espaço anular formado entre a coluna e as paredes do poço (LIMA, 2012).

O diferencial de pressão exercido faz com que o fluido de perfuração invada a formação rochosa, ou seja, ocasiona um processo de filtração, denominado de invasão. Esse processo consta de duas etapas: invasão do filtrado e a retenção das partículas sólidas que se acumulam na parede, formando o reboco (NERY; MACARY, 2005).

A fase líquida do fluido é perdida para as formações adjacentes, enquanto que pequenas partículas da fase sólida, presente no fluido de perfuração, penetram na rocha durante a perda do fluido tamponado, sendo conhecidos como reboco interno. As partículas maiores acumulam-se na parede do poço iniciando a formação do reboco externo. A formação de reboco sobre rochas permeáveis é de suma importância para que a perfuração e a completação dos poços de petróleo sejam realizadas de forma eficaz e segura (THOMAS, 2001).

As partículas e o filtrado do fluido introduzidos no reservatório que invadem a formação causam danos na formação ao redor do poço, ocasionando diminuição da permeabilidade relativa e redução da produtividade do poço (KAMEDA et al., 2007). Deste modo, fluidos auxiliares são utilizados para que o reboco seja completamente removido e a eficiência do poço não seja afetada.

3.4 CIMENTAÇÃO DOS POÇOS DE PERFURAÇÃO

Após atingir a profundidade da perfuração desejada, a coluna de perfuração é substituída por uma coluna de revestimento de aço, e o espaço anular formado entre o tubo de revestimento e a parede do poço é cimentado. O número de fases e o comprimento das colunas de revestimento são determinadas em funções de parâmetros como: pressões dos poros, fraturas previstas, desmoronamento dos poços ou perda de fluidos de perfuração para a formação (THOMAS, 2001).

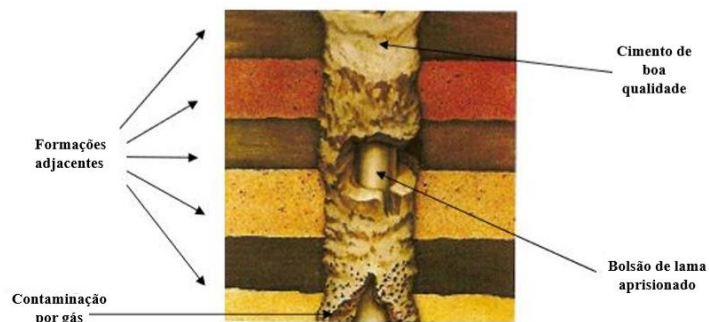
A aderência do cimento no revestimento é crucial para garantir a eficiência da produção, uma vez que evita que haja migração de fluidos entre as zonas permeáveis pelo poço, protegem contra processos corrosivos e previne problemas que possam comprometer a qualidade do poço (NÓBREGA, 2010). Além disso, é responsável por isolar hidraulicamente diferentes zonas de interesse que foram deixadas expostas durante o processo de perfuração, e trazem como

consequência uma produção seletiva de hidrocarbonetos de interesse, além de compor um sistema de barreiras de segurança (FREITAS, 2007). Existem dois tipos de cimentação, sendo elas denominadas de primária e secundária.

A cimentação primária consiste na cimentação principal que é realizada logo após a descida da coluna de revestimento, e sua qualidade é avaliada, geralmente, por meio de perfis acústicos corridos por dentro do revestimento (THOMAS, 2004). As principais funções de uma cimentação primária é o isolamento das formações rochosas e a selagem de fluxos de fluidos subterrâneos (FINK, 2012).

Embora novas tecnologias estejam sendo aplicadas nas etapas de exploração do petróleo, muitas vezes a cimentação primária não é eficiente em toda a extensão do poço e realiza-se uma cimentação auxiliar, denominada cimentação secundária, para fins de correção. Logo, a cimentação secundária é realizada quando ocorrem falhas na cimentação primária. A Figura 2 mostra um esquema ilustrativo de falhas observadas na cimentação.

Figura 2: Esquema ilustrativo de falhas observadas na cimentação.



Fonte: THOMAS, 2004.

Como uma forma de limpar a parede do poço e melhorar a aderência da pasta de cimento são utilizados os colchões lavadores que tem como objetivo remover o reboco formado, proteger o cimento de possíveis contaminações por aditivos e preparar a parede do poço para uma melhor aderência do cimento (ALBURQUERQUE; LEAL, 2009).

Visando garantir uma boa cimentação é necessário que o fluido de perfuração e o reboco sejam completamente removidos, pois o contato entre esses componentes com a parede resulta em uma mistura viscosa, ocasionando uma diminuição do fluxo do fluido, e consequentemente, uma cimentação ineficiente (BISHOP et al., 2008). Portanto, como uma forma de limpar a parede do poço são bombeados, à frente da pasta de cimento, colchões de lavagem (lavadores

e espaçadores) de modo a evitar a contaminação da pasta pelo fluido de perfuração e vice versa (THOMAS, 2001).

3.5 COLCHÃO LAVADOR

De acordo com Campos (2009), os colchões lavadores e espaçadores são fluidos bombeados à frente da pasta de cimento com o objetivo de auxiliar na remoção do fluido de perfuração e melhorar a aderência cimento-formação e cimento-revestimento.

O colchão espaçador é utilizado com o intuito de minimizar o contato e, conseqüentemente, a contaminação do fluido de perfuração com a pasta bombeada (ALBURQUERQUE; LEAL, 2009). Este fluido possui uma maior viscosidade, peso específico programável e reologia intermediária entre a pasta e o fluido de perfuração.

O colchão lavador é responsável por remover o reboco, proteger o cimento de possíveis contaminações por aditivos presentes no fluido de perfuração e prepara a parede do poço para uma melhor aderência do cimento (ALBURQUERQUE; LEAL, 2009). De acordo com Pinheiro (2013), os colchões lavadores são constituídos de água ou óleo, tensoativos e dispersantes, apresentando características químicas para afinar e dispersar o fluido de perfuração.

A interação entre os fluidos de perfuração, cimento, colchões espaçadores e lavadores afetam diretamente suas propriedades reológicas. Apenas o colchão lavador apresenta o comportamento de fluido newtoniano, enquanto os demais fluidos apresentam comportamento não newtoniano, ou seja, suas viscosidades variam em função da taxa de deformação (ALBURQUERQUE; LEAL, 2009).

Os fluidos sintéticos (SBM) e base óleo (OBM) são amplamente utilizados na indústria de petróleo devido ao seu baixo custo e por suportarem condições críticas do sistema (PERNITES; KHAMMAR; SANTRA, 2015). Entretanto, estes fluidos apresentam maiores dificuldades de limpeza da superfície rochosa e deslocamento do fluido de perfuração, principalmente, quando são utilizados colchões espaçadores. Colchão espaçador normalmente é base água, portanto, quando em contato com fluido base óleo, pode apresentar sinais de incompatibilidade como o aumento excessivo da mistura. Com o intuito de melhorar a eficiência da remoção para fluidos base óleo são adicionados moléculas anfifílicas (tensoativos) no colchão.

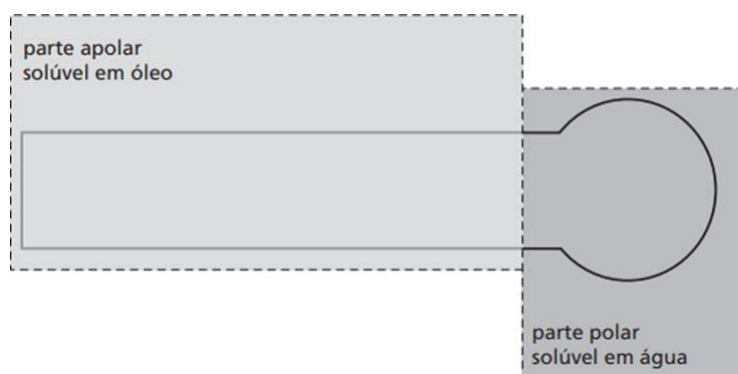
A adição do tensoativo ocasiona um aumento da afinidade química do colchão com o fluido de perfuração e, conseqüentemente, facilita-se a inversão da molhabilidade da superfície de molhável a óleo para molhável a água, permitindo uma maior limpeza do sistema através da remoção das partículas do fluido (PERNITES; KHAMMAR; SANTRA, 2015).

Estudos cada vez mais elaborados sobre microemulsões estão sendo desenvolvidos para comprovar a sua eficiência na remoção do reboco, inversão de molhabilidade e remoção de fluidos base óleo (OBM) e sintéticos (SBM) das paredes do poço (QUINTERO et al., 2015). Portanto, para que os sistemas microemulsionados sejam utilizados como colchões lavadores, é necessário que os fluidos apresentem baixas tensões interfaciais com a microemulsão, e que melhore a condição de molhável a água, mais comumente encontrada nos reservatórios de petróleo.

3.6 TENSOATIVOS

Tensoativos, também chamados de surfactantes (do termo em inglês *surfactant - surface active agent*), são moléculas que possuem uma região com características polares ligadas a uma outra parte com características apolares. Utiliza-se o esquema da Figura 3 para representar o grupo apolar (hidrofóbico) da molécula, no qual representa a solubilidade em hidrocarbonetos, óleos e gorduras, e o grupo polar (hidrofílico), portanto solúvel em água.

Figura 3: Esquema de uma molécula tensoativa.



Fonte: DALTIM, 2011.

As características apolares e polares que compõem essa molécula permitem que os tensoativos sejam capazes de diminuir a tensão interfacial entre duas substâncias imiscíveis formando emulsões, espumas, suspensões, microemulsões ou propiciando a umectação. A

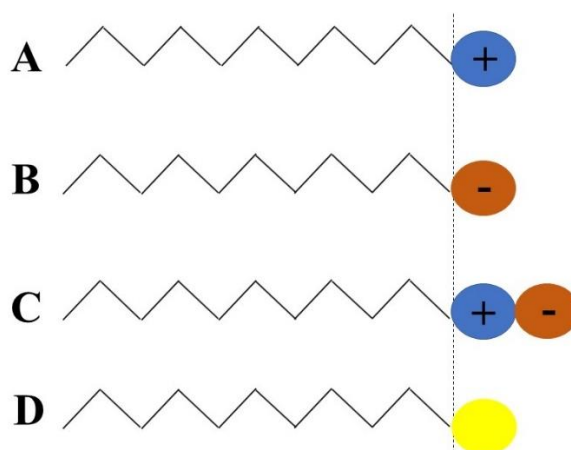
característica primordial que deve ser analisada para a escolha dos tensoativos é a polaridade (DALTIM, 2011).

A molécula tensoativa possui um comportamento diferente em relação a sua estabilidade nos compostos. Por exemplo, quando uma molécula tensoativa é solubilizada em água, isto indica que a sua parte polar (hidrofílica) auxilia na solubilidade, enquanto que a parte apolar (hidrofóbica) diminui a solubilidade. Dessa maneira, se a parte hidrofílica do tensoativo for suficiente para estabilizar a parte polar da solução considera-se que a solução é estável, entretanto continuará havendo uma tensão entre a estabilidade do grupo polar e a instabilidade gerada pelo grupo apolar. De maneira análoga ao descrito ocorre se a molécula tensoativa for solubilizada em óleos, hidrocarbonetos, etc. Essa instabilidade gerada proporciona características diferenciadas para a utilização desses compostos em vários segmentos industriais (DALTIM, 2011).

3.6.1 Classificação dos Tensoativos

De acordo com a natureza do grupo hidrofílico, os tensoativos são classificados em três grupos principais: tensoativos iônicos, não-iônicos e anfóteros. A Figura 4 esquematiza a classificação dos tensoativos de acordo com o grupo presente na parte polar.

Figura 4: Ilustração esquematizada dos tensoativos catiônicos (A), aniônicos (B), anfóteros (C) e não iônicos (D).



Fonte: AUTORA, 2019.

3.6.1.1 Tensoativos iônicos

A carga elétrica correspondente a parte hidrofílica classifica os tensoativos iônicos em catiônicos (íons carregados positivamente) e aniônicos (íons carregados negativamente). Segundo Rossi et al. (2006), os tensoativos aniônicos quando dissociados em água originam íons carregados negativamente na superfície ativa, enquanto que os tensoativos catiônicos apresentam íons carregados positivamente. Os sabões, amino-compostos e os compostos sulfonados são classificados como tensoativos aniônicos, enquanto que na classe dos catiônicos os principais representantes são os sais quaternários de amônio (ROSSI et al., 2006).

3.6.1.2 Tensoativos não-iônicos

Os tensoativos não iônicos são moléculas que não se dissociam em meio aquoso e sua solubilidade média se deve à presença de grupos hidróxi ou polioxietilênicos contidos na estrutura (ATTWOOD; FLORENCE, 1983).

Analizando do ponto de vista químico, observa-se que os tensoativos não iônicos apresentam compatibilidade com a maioria dos outros tensoativos e suas propriedades são pouco afetadas pelo pH. Dessa maneira, esse grupo torna-se bastante atrativo industrialmente devido a sua grande possibilidade de aplicação (ATTWOOD; FLORENCE, 1983).

3.6.1.3 Tensoativos anfóteros

Os tensoativos anfóteros apresentam comportamento iônico, dependendo do pH da solução em que se encontra. Em altos valores de pH (meio alcalino) estes tensoativos se comportam como tensoativos aniônicos pois a alta concentração de hidroxilas supera e neutraliza a carga positiva, de maneira análoga, em baixos valores de pH (meio ácido), os tensoativos anfóteros se comportam como tensoativos catiônicos (DALVIN, 2011).

3.6.2 Balanço Hidrofílico – Lipofílico (BHL)

As moléculas tensoativas possuem contribuições tanto dos grupos polares quanto dos grupos apolares e essa característica específica permite a diminuição das tensões interfaciais ocasionando a miscibilidade de dois líquidos antes imiscíveis. Visto que as moléculas anfifílicas apresentam instabilidade advinda dos grupos presentes, torna-se necessário quantificar os efeitos das contribuições polares e apolares existentes na estrutura da molécula.

Em 1949, Griffin, introduziu a noção de balanço hidrofílico lipofílico (BHL) para medir o equilíbrio entre o tamanho e a intensidade dos grupos opostos. O BHL consiste em uma escala

numérica existente para quantificar a contribuição das partes polares e apolares, esta escala foi introduzida para caracterizar os tensoativos não iônicos e determinar as aplicações específicas de cada um (BERTHOD, 1983).

A solubilidade do tensoativo é analisada de acordo com o seu balanço hidrofílico lipofílico, variando em uma escala de 0 a 20, no qual valores baixos de BHL representam maior solubilidade em fase polar e altos valores de BHL indicam maior solubilidade na fase orgânica (GRIFFIN, 1949). As Tabelas 1 e 2 mostram o comportamento esperado da diluição do tensoativo em água e suas aplicações, respectivamente, de acordo com a faixa determinada.

Tabela 1: Comportamento dos tensoativos diluídos em fase aquosa de acordo com o BHL.

Faixa de HBL	Aparência da diluição em Água
1-4	Não dispersível
3-6	Dispersibilidade ruim
6-8	Dispersão leitosa somente após agitação
8-10	Dispersão leitosa estável
10-13	Mistura translúcida
Acima de 13	Solução límpida

Fonte: DAL TIN, 2011.

Tabela 2: Aplicação dos tensoativos de acordo com a faixa de BHL.

Faixa de HBL	Aplicação mais comum
4-6	Emulsificante água em óleo
7-9	Umectante
8-19	Emulsificante óleo em água
9-13	Dispersão leitosa estável
13-15	Detergente
10-18	Solubilizante

Fonte: DAL TIN, 2011.

3.6.3 Estabilidade térmica

É importante ter conhecimento a cerca da estabilidade térmica das microemulsões, desse modo, torna-se necessário observar quando acima de uma temperatura específica, ocorre uma mudança no aspecto visual dos tensoativos, acompanhado da perda de suas propriedades características. Essa mudança observada, visualmente, deve-se ao fato de haver a formação de duas fases, a fase coacervato, composto por uma alta concentração de tensoativos, e a fase diluída, composta por uma baixa concentração de tensoativos (SCHRAMM, 2000).

3.7 MICROEMULSÃO

As microemulsões (ME) são estruturas normalmente esféricas na ordem de 100 Å e que são definidas como sistemas termodinamicamente estáveis, isotrópicos e transparentes. Esses sistemas são compostos de uma aparente solubilização espontânea de dois líquidos imiscíveis, geralmente água e óleo, estabilizados na presença de um ou mais tensoativos e, se necessário cotensoativos (ROBB, 1982). Muitas microemulsões, especialmente as que são compostas por tensoativos não iônicos, necessitam de cotensoativos para que consigam alcançar características geométricas específicas que permitam que a solubilidade micelar de duas fases sejam termodinamicamente estáveis (DALVIN, 2011).

Analizando a teoria da formação das emulsões e das microemulsões tem-se que, em um sistema emulsionado quando dois líquidos imiscíveis são misturados, mantendo-se a agitação constante, um dos líquidos tendem a formar gotículas dispersas no interior do outro. Entretanto, quando a agitação cessa, as gotículas tendem a coalescer e os líquidos separam-se novamente. Dessa maneira, o momento em que os líquidos estão completamente dispersos um no outro até o momento de separação total do sistema, caracteriza o tempo de vida de uma emulsão, e quanto maior a estabilidade do sistema maior será este tempo de vida (OLIVEIRA; SCARPA; CHAIMOVICH, 1997).

O processo de emulsificação implica em um aumento da área interfacial no qual leva um aumento brusco da energia livre de Gibbs (ΔG), podendo ser descrito pela Equação (2.1), na qual, γ_i representa a tensão interfacial entre as fases oleosa e aquosa.

$$\Delta G = G_2 - G_1 = \gamma_i \cdot \Delta S \quad (2.1)$$

Em que: ΔG é a energia livre de Gibbs (J/s); γ_i é a tensão interfacial (J/m²); ΔS : entropia (J/K)

Dessa maneira, uma das alternativas para estabilizar uma emulsão seria a agitação contínua, pois isto forneceria energia mecânica para o sistema e, conseqüentemente, manteria a área interfacial maior. Entretanto, essa é uma solução temporária, pois a barreira de tensão interfacial só seria vencida enquanto durasse a agitação (SHAH, 1998).

Neste aspecto, para tornar um sistema termodinamicamente estável, os tensoativos são utilizados para diminuir as tensões interfaciais formadas entre as duas fases imiscíveis. Dessa maneira, as emulsões comuns são consideradas sistemas termodinamicamente instáveis no qual

são utilizados meios para retardar pelo maior tempo possível, a separação de fases (OLIVEIRA; SCARPA; CHAIMOVICH, 1997).

As microemulsões diferem em diversos aspectos das emulsões, principalmente em relação a estabilidade termodinâmica. Dessa maneira, em condições adequadas, o sistema forma-se espontaneamente quando a energia interfacial da superfície apresenta valores baixos e isto, conseqüentemente, leva a um pequeno diâmetro da partícula. Além disso, devido às dimensões reduzidas, as gotículas possuem altos valores de curvatura e de coeficiente de difusão comparadas as emulsões. A Tabela 3 descreve as principais diferenças entre os dois sistemas analisados.

Tabela 3: Diferenças entre os sistemas emulsionados e microemulsionados.

	Microemulsão	Emulsão
Estabilidade	Estável	Instável
Aparência	Límpida e translúcida	Turva e leitosa
Tensão interfacial	Baixa	Alta

Fonte: (OLIVEIRA; SCARPA; CHAIMOVICH, 1997).

As microemulsões geralmente são formados pela combinação de três a cinco componentes, sendo estes, fase aquosa, fase oleosa, tensoativo, cotensoativo (utilizado para os tensoativos iônicos) e eletrólito. As ME podem ser do tipo óleo em água (O/A) ou água em óleo (A/O), sendo a orientação para esses sistemas dependente das propriedades físico-químicas do tensoativos. De maneira geral, a principal característica desse tipo de sistema é formar de maneira espontânea a fase interna por homogeneização dos componentes (OLIVEIRA; SCARPA; CHAIMOVICH, 1997). Dessa maneira, a sua estabilidade termodinâmica oferece vantagens em relação as suspensões e emulsões, podendo ser utilizada por um tempo muito mais amplo (DALMORA; OLIVEIRA, 1999).

3.7.1 Tipos de Microemulsão

A mistura dos componentes na região de microemulsão em um diagrama de fases é capaz de formar diferentes estruturas internas. Sendo subdivididas em: óleo em água (O/A), água em óleo (A/O) e as bicontínuas, conforme mostrado na Figura 5. As microemulsões do tipo óleo em água indicam que as moléculas lipossolúveis estão reduzidas no interior de um meio contínuo composto por água, ou seja, a fase oleosa é a interna, dispersa e a fase aquosa é a fase externa e contínua. De modo oposto, as microemulsões do tipo água em óleo indicam

que as moléculas lipossolúveis estão dispersas em um meio contínuo aquoso (CONSTANTINIDES et al., 1995).

As estruturas bicontínuas estão entre esses dois tipos de microemulsões no qual as moléculas de água e de óleo estão dispersas pela estrutura organizada de tensoativos (KREILGAARD, 2002). Essa formação pode ser observada por três mecanismos:

- Quando aumenta-se, gradativamente, por titulação, o volume da fase interna dos sistemas;
- Durante a migração de O/A para A/O, ou, vice-versa;
- Quando o volume de ambas as fases estão próximos.

Figura 5: Estruturas internas de moléculas microemulsionadas.



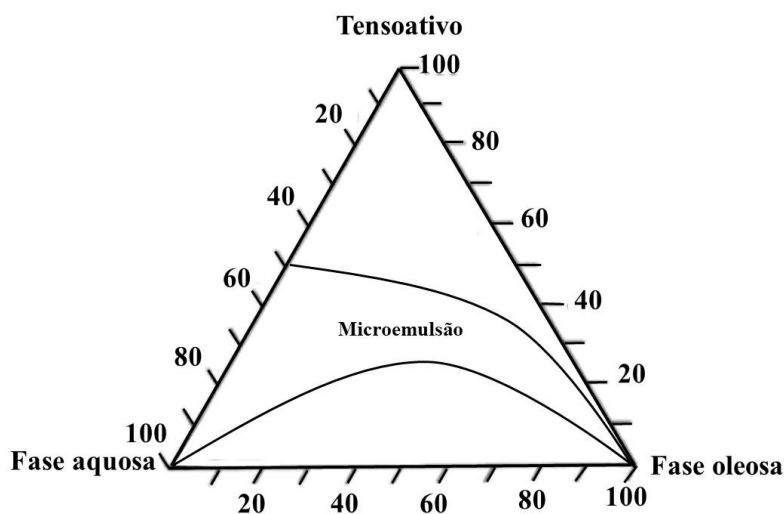
Fonte: AUTORA, 2019.

3.7.2 Diagrama de Fases

Os diagramas de fases são representações gráficas das fases de um sistema em função da temperatura, pressão e composição. No caso de regiões microemulsionadas, a construção de diagramas de fases é crucial para caracterizar os domínios da ME (SILVA et al., 2009).

O diagrama de fases das misturas óleo, água e tensoativo pode ser representado por diagramas ternários. Quando possuírem cotensoativos, os diagramas serão quaternários ou pseudoternários, no qual são construídos a partir da titulação de um dos componentes da mistura. Num diagrama de fases ternário, as composições podem ser representadas por coordenadas triangulares, sendo de extrema importância na análise para determinar as zonas de solubilidade da mistura utilizando as proporções específicas dos componentes e delimitar as regiões de microemulsão, conforme mostrado na Figura 6.

Figura 6: Esquema de um diagrama ternário.



Fonte: AUTORA, 2019.

Durante o desenvolvimento de um diagrama ternário, cada lado do triângulo, que representa uma mistura binária, é dividido em dez partes que correspondem à composição centesimal (0 a 100%), e os vértices do triângulo representam os componentes puros, e dentro do diagrama tem-se a mistura ternária (DAMASCENO et al., 2011).

3.7.3 Classificação de Winsor

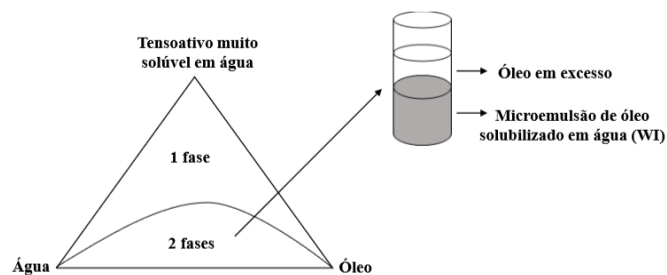
Em 1948, Winsor propôs um método semiquantitativo para medir o equilíbrio entre os grupos hidrofílicos e lipofílicos de sistemas multifásicos, esse método denominado de razão de Winsor (RW) é classificado em quatro sistemas principais: Winsor I, II, III e IV. Esta classificação é baseada na quantidade de fases formadas em virtude do óleo e/ou água em excesso.

O sistema de Winsor I ocorre quando existe um equilíbrio entre a microemulsão e a fase oleosa, dessa maneira, apresenta um excesso de óleo na parte superior do sistema. De maneira semelhante, o sistema de Winsor II ocorre quando existe um equilíbrio entre a fase microemulsionada e a fase aquosa, ocasionando em um excesso da fase aquosa localizada na porção inferior do sistema (DALTIM, 2011).

A Figura 7 mostra o diagrama de fases utilizando um tensoativo de alto HBL, ou seja, muito solúvel em água. Neste sistema, a alta solubilidade em fase aquosa ocasionará a formação de espaços intramicelares para solubilização micelar do óleo. Logo, em baixas concentrações

do tensoativo, as micelas presentes no sistema não são suficientes para solubilizar todo o óleo e ocorre a formação de sistemas bifásicos (microemulsão O/A e óleo em excesso). À medida que a concentração do tensoativo aumenta, o número de micelas se tornam suficientes para solubilizar todo o óleo utilizado e tem-se apenas uma fase formada pela microemulsão óleo em água (DALTIM, 2011).

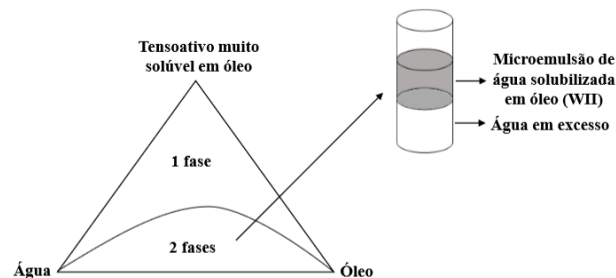
Figura 7: Diagrama ternário do tipo Winsor I.



Fonte: Adaptado de DALTIM, 2011.

De maneira análoga, o mesmo raciocínio é utilizado para explicar a utilização de um tensoativo muito solúvel em óleo, mostrado na Figura 8, no qual são observados que em baixas concentrações do tensoativo há formação de sistemas bifásicos (microemulsão A/O e água em excesso) do tipo Winsor II, e em altas concentrações de tensoativos são formados sistemas com uma única fase (DALTIM, 2011).

Figura 8: Diagrama ternário do tipo Winsor II.

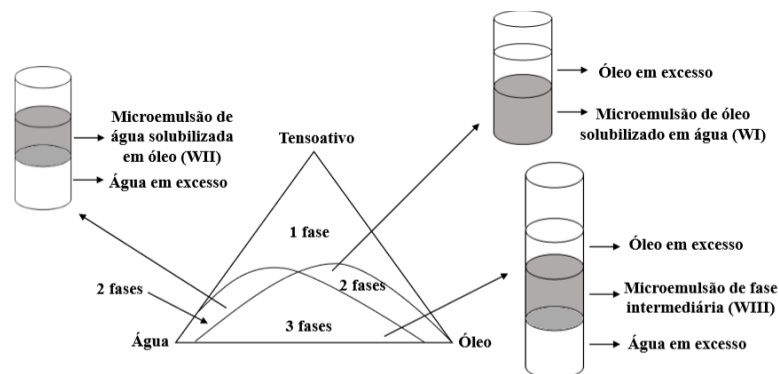


Fonte: Adaptado de DALTIM, 2011.

Existem situações entre os sistemas de Winsor I e II, no qual os tensoativos apresentam valores parecidos de solubilidade em óleo e em água. Nesse caso os tensoativos utilizados apresentam valores de BHL intermediários, ou seja, próximos a 10, e são representados pelo diagrama de fases de Winsor tipo III, conforme mostrado na Figura 9. Este sistema apresenta homogeneidade e está em equilíbrio com excesso tanto de óleo quanto de água, formando um

sistema trifásico. Por fim, o sistema do tipo Winsor IV é caracterizado em um sistema homogêneo e monofásico, no qual ocorre quando não há excesso das fases aquosa e/ou oleosa (WINSOR, 1948).

Figura 9: Diagrama ternário do tipo Winsor III.



Fonte: Adaptado de DALTIM, 2011.

3.8 REOLOGIA DOS FLUIDOS

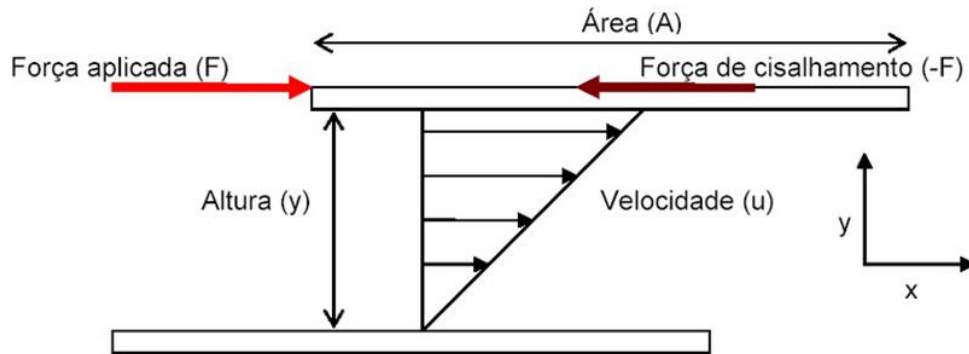
Segundo Macosko (1994), a reologia é aplicada aos estudos das deformações e do escoamento dos materiais. De acordo com a força externa que o material é submetido, a reologia estuda os padrões de resposta, no qual, a partir de modelos elaborados na literatura ou empiricamente, é capaz de prever seu comportamento. Os modelos reológicos são baseados na relação entre viscosidade, taxa de cisalhamento e tensão de cisalhamento.

Na indústria petrolífera, a análise reológica irá auxiliar no conhecimento do comportamento reológico de diversos tipos de fluidos que serão empregados, especialmente na etapa de perfuração (MACHADO, 2002).

3.8.1 Deformação e Gradiente de Velocidade

De acordo com o esquema ilustrado na Figura 10, no qual mostra um fluido entre duas placas paralelas, observa-se que ao aplicar uma força $\vec{F}$ na parte superior, a placa movimentar-se a uma velocidade $\vec{u}$ constante em relação à placa inferior, que é mantida fixa. Essa força aplicada origina uma força de mesma intensidade, mas em sentido contrário, denominada de força de cisalhamento. A força de cisalhamento origina um gradiente de velocidade $\frac{du_x}{dy}$ entre as placas, também conhecido como taxa de deformação (ANDRADE, 2007).

Figura 10: Força de cisalhamento aplicada em um fluido.



Fonte: ANDRADE, 2007.

À medida que um material é cisalhado, propriedades específicas do material, como a viscosidade, podem se alterar. Desse modo, torna-se necessário conhecer o comportamento dos fluidos em relação a esses parâmetros. A variação da viscosidade, ou tensão, em função da taxa de cisalhamento dá origem à curva de escoamento (BRAMLEY, 2016).

Por definição, tem-se:

- Tensão de cisalhamento (Pa): É a força (N) por unidade de área (m²) cisalhante gerado por forças aplicadas em sentidos opostos, mas com mesma intensidade do material analisado. O modelo matemático que descreve esse comportamento está mostrado na 2.2:

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (2.2)$$

- Taxa de cisalhamento (s⁻¹) ou taxa de deformação: É o gradiente de velocidade entre as placas, originada pela força de cisalhamento aplicada ao sistema. A 2.3 descreve esse modelo matematicamente:

$$\gamma = \frac{du_x}{dy} \quad (2.3)$$

3.8.2 Classificação Reológica

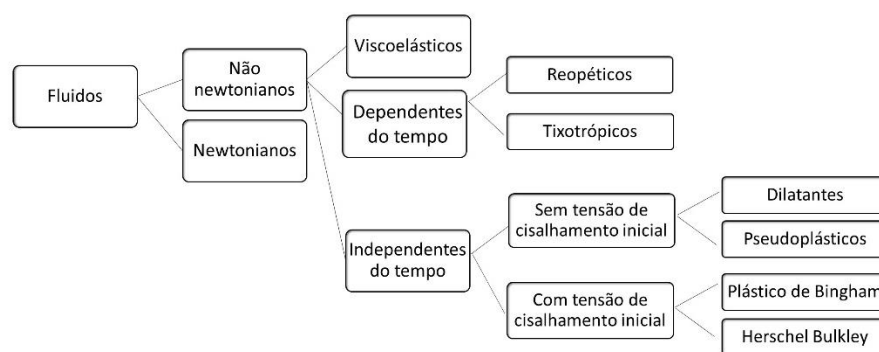
A classificação reológica, quanto à deformação, pode ser subdividida em:

- Reversíveis ou elásticos: que são sistemas que não escoam, sua deformação é reversível e o sistema obedece à Lei de Hooke;

- Irreversíveis ou viscosos: que são sistemas que escoam, sua deformação é irreversível e o sistema obedece à Lei de Newton (viscosidade constante).

A classificação reológica é determinada a partir da relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento, sendo dividida em fluidos newtonianos ou não newtonianos. Os fluidos não newtonianos são subdivididos em: viscoelásticos, dependentes e independentes do tempo, conforme mostrado na Figura 11.

Figura 11: Classificação dos fluidos de acordo com o comportamento reológico.



Fonte: AUTORA, 2019.

3.8.2.1 Fluidos Newtonianos

De acordo com a Lei de Newton da viscosidade, no escoamento de fluidos newtonianos existe uma relação linear entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação, sendo a viscosidade do fluido a constante de proporcionalidade da equação. Dessa maneira, em fluidos newtonianos, a viscosidade é influenciada apenas pela temperatura e pressão, uma vez que, a razão entre a tensão e a taxa de cisalhamento é constante, de acordo com o descrito na Equação (2.4) (MACHADO, 2002).

$$\tau_{xy} = - \frac{du_x}{dy} \quad (2.4)$$

Sendo: τ_{yx} a tensão de cisalhamento na direção x (Pa); $\frac{du_x}{dy}$ o gradiente de velocidade ou taxa de cisalhamento (s^{-1}); μ a viscosidade do fluido (Pa.s).

Fluidos newtonianos são os mais indicados para utilização como colchão lavador, pois a viscosidade se mantém constante, e essa característica é desejada para que haja uma boa remoção do reboco e inversão da molhabilidade da rocha, devido a variações de temperatura e pressão que poderão ocorrer ao longo da profundidade do poço.

3.8.2.2 Fluidos não-Newtonianos

Os fluidos não newtonianos podem ser subdivididos em:

- Fluidos viscoelásticos: São fluidos que possuem características de líquidos viscosos com propriedades elásticas;
- Fluidos não newtonianos dependentes do tempo: São fluidos que apresentam propriedades que variam, além da tensão de cisalhamento, com o tempo de aplicação da tensão, para uma velocidade de cisalhamento constante;
- Fluidos não newtonianos independentes do tempo: Fluidos cujas propriedades reológicas independem do tempo de aplicação da tensão de cisalhamento.

Os fluidos não newtonianos independentes do tempo podem ser classificados quanto a necessidade de aplicação de uma tensão de cisalhamento para iniciar o escoamento. Dessa maneira, quando os fluidos não necessitam de uma tensão inicial para começar a escoar, são subdivididos em:

- Pseudoplásticos: São misturas que, em repouso, suas moléculas apresentam um estado desordenado, e à medida que a tensão de cisalhamento aumenta, suas moléculas tendem a se orientar na direção da força aplicada ocasionando, conseqüentemente, na diminuição da viscosidade aparente (BIRD; STEWARD; LIGHTFOOT, 1960). Este fluido pode ser descrito pelo Modelo de Ostwald-de-Waele representado pela Equação 2.5:

$$\tau_{xy} = -k \left| \frac{du_x}{dy} \right|^{n-1} \frac{du_x}{dy} \quad (2.5)$$

Em que: k é o índice de consistência do fluido; n é o índice de comportamento.

- Dilatantes: São fluidos que apresentam um aumento da viscosidade aparente com o aumento da tensão de cisalhamento. À medida que aumenta a tensão de cisalhamento aplicada sobre o sistema, o líquido intersticial que se apresenta entre os espaços vazios das partículas se torna incapaz de preenchê-las, pois o fenômeno faz com que as partículas se movam de forma mais rápida e, conseqüentemente, necessitam de um espaço maior para percorrer. Dessa maneira, o contato direto entre as partículas resulta em um aumento da viscosidade aparente do sistema. Os fluidos dilatantes também são representados pelo modelo de Ostwald-de-Waele (Equação 2.5), sendo o $n > 1$ (BENNETT; MYERS, 1962).

De maneira oposta, quando é necessário aplicar uma tensão para que o fluido inicie o escoamento, destacam-se:

• Plástico de Bingham: Os fluidos que seguem o modelo de Bingham são considerados plástico ideal, são caracterizados por apresentarem uma relação linear entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação a partir do momento em que uma tensão mínima, denominada de limite de escoamento, é aplicada ao sistema (MACHADO, 2002). Esse comportamento é descrito pela Equação 2.6:

$$\tau_{xy} = \tau_0 + \mu_0 \frac{\partial u_x}{\partial y} \quad (2.6)$$

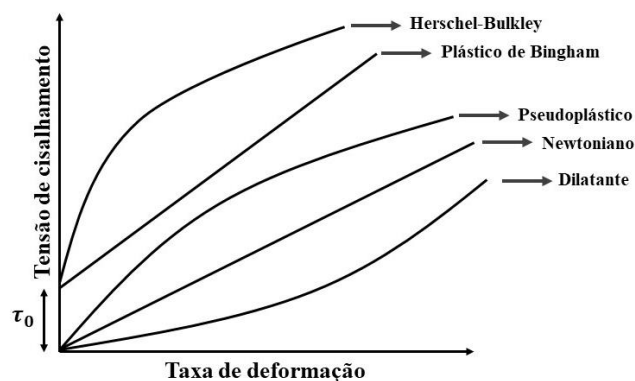
Em que: τ_0 é a tensão de cisalhamento inicial; μ_0 é a viscosidade.

• Herschel-Bulkley: Os fluidos que seguem o modelo de Herschel-Bulkley também necessitam de uma tensão inicial para escoar, entretanto, diferente do plástico de Bingham, a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação não é linear. O modelo matemático que descreve esse comportamento é representado pela Equação 2.7, no qual n representa um expoente adimensional característico para cada fluido.

$$\tau_{xy} = \tau_0 + k \left(\frac{\partial u_x}{\partial y} \right)^n \quad (2.7)$$

A Figura 12 representa o comportamento reológico dos fluidos newtonianos e não newtonianos com relação a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação (KAWATRA; BAKSHI, 1996).

Figura 12: Comportamento reológico dos fluidos.



Fonte: Adaptado de KAWATRA e BAKSHI, 1996.

3.9 INVERSÃO DA MOLHABILIDADE

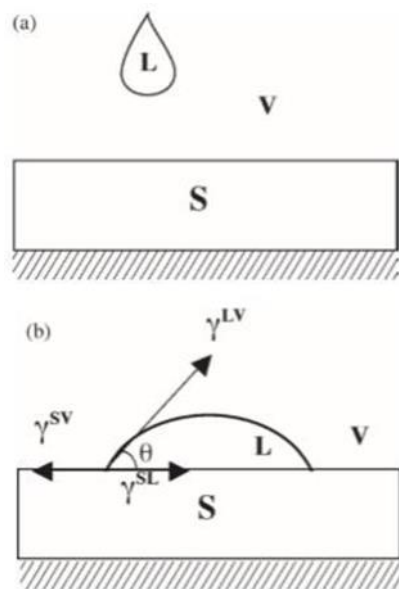
A molhabilidade é usualmente definida como a tendência de um fluido aderir ou espalhar-se sobre uma superfície sólida em presença de outra fase imiscível (JR, 1971). No caso

de reservatórios de petróleo, a rocha é a superfície sólida e os fluidos podem ser água, óleo e gás. Os fluidos possuirão afinidades distintas pelo sólido devido a suas propriedades. Sendo assim, defini-se a fase que não é atraída como fase não molhante e a outra como molhante.

A molhabilidade pode ser dada pelo ângulo de contato entre o fluido e o sólido através do equilíbrio das forças atrativas das fases (YOUNG, 1805). Entretanto, outras definições relacionam o ângulo de contato ao conceito de energia de superfície (GIBBS; BUMSTEAD; NAME, 1906).

A superfície de um sistema possui um excesso de energia comparado ao seu interior, dessa maneira, a energia da superfície é definida como um aumento da energia livre do sistema por unidade de área superficial. Conforme mostrado na Figura 13, para cada interface sólido-vapor (γ^{SV}) e interface líquido-vapor (γ^{LV}) estão associados energias distintas. Quando uma gota toca a fase sólida, a área individual sólido e líquido desaparece, dando lugar a uma nova área sólido-líquido e a sua respectiva energia interfacial (γ^{SL}) (LUZ; RIBEIRO; PANDOLFELLI, 2008).

Figura 13: Representação do molhamento antes (a) e após (b) a adesão do líquido na superfície do sólido.

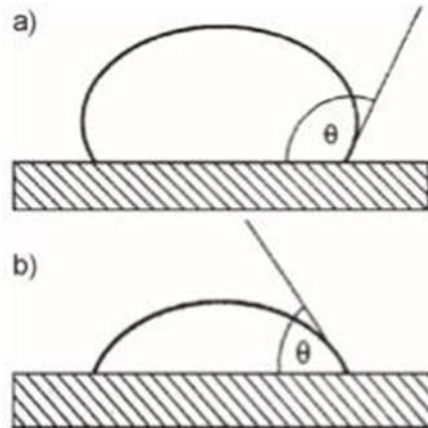


Fonte: LUZ; RIBEIRO; PANDOLFELLI, 2008.

Quando as duas fases entram em contato com a superfície sólida, naturalmente uma das fases terá mais afinidade com o sólido e, conseqüentemente, será mais atraída do que a outra (YOUNG, 1805). Por definição, quando o ângulo de contato formado for $\Theta > 90^\circ$ não há o

molhamento do sólido pelo líquido, ou seja, não ocorre o espalhamento do líquido e há a formação de uma gota, entretanto, quando $\Theta < 90^\circ$ ocorre o molhamento e o líquido se espalha espontaneamente, formando um filme. As duas situações estão mostradas na Figura 14.

Figura 14: Representação do ângulo de contato de fase não molhante (a) e da fase molhante (b).



Fonte: LUZ; RIBEIRO; PANDOLFELLI, 2008.

Normalmente, no caso de duas fases imiscíveis, como óleo e água, a água tende a se difundir mais preferencialmente do que o óleo. De uma forma geral, para sistemas molháveis à água, $\Theta = 0^\circ$, para sistemas molháveis à óleo, $\Theta = 180^\circ$, e sistemas com molhabilidades intermediárias ficam em torno de $\Theta = 90^\circ$ (YOUNG, 1805).

Conforme visto anteriormente, para que a cimentação seja realizada de forma eficiente, torna-se necessário a remoção do fluido de perfuração e do reboco formado. Dessa maneira, o colchão lavador, injetado antes da pasta de cimento, deve ser capaz de inverter a molhabilidade da superfície rochosa coberta pelo fluido de perfuração de molhável a óleo para molhável à água facilitando a limpeza do poço através da remoção das partículas e, consequentemente, tornando o processo de cimentação viável.

4. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

Neste capítulo, estão apresentados os materiais e os procedimentos experimentais utilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

4.1 MATERIAIS

4.1.1 Reagentes

Os reagentes utilizados para o desenvolvimento de microemulsões foram:

- Óleo de pinho e óleo de mamona como fase oleosa;
- Solução de NaCl 2% em peso como fase aquosa;
- Tensoativo composto por óleo de coco saponificado (OCS) e álcool na proporção

1:1.

4.1.2 Seleção do fluido de perfuração

O fluido de perfuração não aquoso utilizado em operação de perfuração de poços onshore do Estado do Rio Grande do Norte foi utilizado nos testes de remoção e inversão.

4.1.3 Óleos vegetais

Os óleos vegetais utilizados para a preparação das microemulsões sintéticas possuem as características apresentadas na Tabela 4.

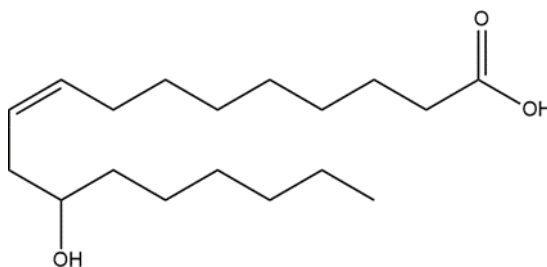
Tabela 4: Características físico-químicas dos óleos vegetais.

	Óleo de mamona	Óleo de pinho
Densidade (g/cm^3)	0,945 a 0,967	0,911 a 0,917
Faixa de destilação ($^{\circ}\text{C}$)	63 a 69	190 a 215
Ponto de fulgor ($^{\circ}\text{C}$)	229,6	75

Fonte: AUTORA, 2019.

O óleo de mamona possui como principal constituinte o ácido ricinoleico. A estrutura do ácido ricinoleico está apresentado na Figura 15. Este óleo possui a presença de um grupo OH (hidroxila) na sua cadeia carbônica, a tornando-a diferente dos ácidos graxos tradicionais e bastante usual. Além disso, verifica-se que a presença da hidroxila torna a interação desse composto com a água mais efetiva e o sabão formado com esse óleo mais resistente a uma maior quantidade de água.

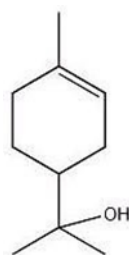
Figura 15: Estrutura química do ácido ricinoleico.



Fonte: AUTORA, 2019.

O óleo de pinho é composto por uma mistura de álcoois terpênicos e hidrocarbonetos terpênicos. O alfa-terpineol (Figura 16) é o principal componente desse óleo, possuindo aplicações de aromatizações, desinfetantes e bactericidas. De acordo com suas propriedades químicas, o óleo de pinho apresenta solubilidade em hidrocarbonetos aromáticos, álcoois e, analogamente ao óleo de mamona, em água devido à presença do grupo hidroxila.

Figura 16: Estrutura química do alfa-terpineol.



Fonte: AUTORA, 2019.

4.1.4 Equipamentos utilizados

Os equipamentos utilizados estão descritos na Tabela 5:

Tabela 5: Equipamentos utilizados para o desenvolvimento do trabalho.

Equipamento	Marca	Modelo
Balança Analítica	Precisa	240A
Centrífuga	Fanem	206 BL
Agitador Magnético	Tecnal	TE - 0853
Misturador	Hamilton Beach	RW20
Viscosímetro	Brookfiel	LV DVIII Ultra
Viscosímetro	Fann	35A
Wettability Tester	Chandler Engineering	3065

Fonte: AUTORA, 2019.

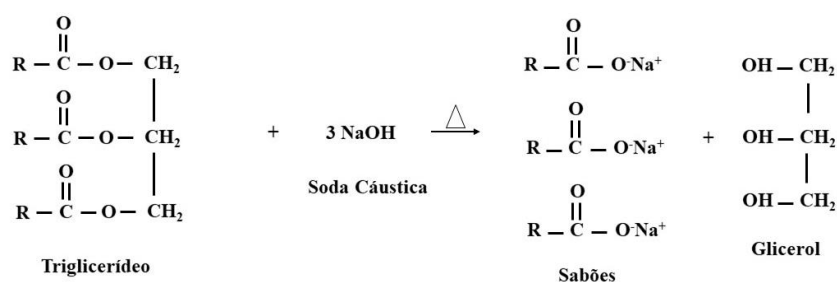
4.2 METODOLOGIA

4.2.1 Saponificação do óleo de coco

O óleo de coco é um óleo vegetal composto de 90% de ácidos graxos saturados extraídos mediante prensagem da polpa ou cerne dos cocos. Os ácidos graxos presentes no óleo de coco são: capróico, caprílico, cáprico, láurico, mirístico, palmítico e esteárico e os insaturados são: oléico e linoléico.

Quando um óleo ou gordura é aquecido com solução aquosa de alcali (soda cáustica) forma-se glicerol e uma mistura de sais alcalinos de ácidos graxos (sabões). Na composição do sabão de coco, a matéria gordurosa principal é o óleo de coco, de acordo com a reação esquematizado na Figura 17:

Figura 17: Reação de Saponificação.



Fonte: AUTORA, 2019.

Para realizar a saponificação do óleo de coco e obter o óleo de coco saponificado (OCS), foram pesados 21,40 gramas de NaOH garantindo um excesso de 20% para que ocorresse a saponificação total do óleo e, dissolveu-se a amostra pesada em 80 mL de água destilada. Em seguida, foram colocados 100 gramas do óleo de coco, 300 mL do álcool etílico e a solução de NaOH em um balão de fundo redondo adaptado a um condensador de refluxo que foi mantido em aquecimento por cerca de 2 horas. Por fim, levou-se a reação do balão a um béquer que foi mantido a uma temperatura de 100 °C sob agitação constante, com o objetivo de evaporar todo o álcool em excesso e, dessa maneira, garantir a cristalização do sabão.

4.2.2 Elaboração do diagrama de fases ternário

Para a construção do diagrama de fases ternário, pesou-se, utilizando a balança analítica, a massa do tubo de ensaio vazio e, em seguida, acrescentou-se quantidades adequadas de dois

componentes, NaCl 2% (fase aquosa) e OCS/Álcool, de acordo com a base de cálculo escolhida. Em seguida, o sistema foi titulado com a fase oleosa (óleo de pinho ou óleo de mamona), com o intuito de observar cada alteração visual e delimitar as diferentes regiões de Winsor. Por fim, a mistura deve ser agitada com o auxílio do vortex, de modo a garantir a máxima homogeneização possível e, posteriormente, centrifugada. Dessa forma, ao atingir a região de Winsor IV, as frações mássicas foram calculadas e plotadas para construir o diagrama ternário.

4.2.3 Avaliação das microemulsões

Os sistemas microemulsionados foram avaliados a partir do teste de estabilidade térmica e estudo reológico, com o objetivo de analisar suas propriedades. Os pontos que devem ser escolhidos são os que apresentam melhor desempenho e a menor quantidade de tensoativo possível, visto que, este é o componente com maior valor comercial.

4.2.3.1 Teste de estabilidade térmica

Para a realização do teste de estabilidade térmica, as microemulsões foram submetidas à aquecimento e à agitação constante dos sistemas. As amostras foram monitoradas visualmente e a partir do momento no qual observou-se uma mudança no aspecto visual do sistema foi anotada a temperatura específica, no qual representa a perda de suas propriedades características.

4.2.3.2 Estudo Reológico

O estudo reológico foi realizado no equipamento Reômetro Brookfield DVIII Ultra, spindle CPE52 acoplado a um banho termostático e a um computador, conforme mostrado na Figura 18. A amostra é inserida no equipamento e, o sensor é imerso no fluido para aplicação da taxa de cisalhamento, simultaneamente um banho termostático é ligado ao reômetro para que a temperatura possa variar na faixa determinada para o teste.

Figura 18: Equipamento Brookfield LVDVIII+Ultra.



Fonte: AUTORA, 2019.

A partir deste estudo são fornecidos os valores de viscosidade, tensão de cisalhamento e taxa de deformação na faixa de temperatura de 40 a 70 °C. As medidas são realizadas automaticamente a cada temperatura escolhida, variando apenas a velocidade de rotação na faixa de 1 a 90 rpm.

Essa análise é necessária para que os fluidos sejam classificados quanto à relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento, podendo ser classificados em fluidos newtonianos ou não newtonianos.

4.2.4 Síntese do colchão lavador

A microemulsão escolhida, a partir do diagrama de fase ternário, é ampliada para um volume de aproximadamente 250 mL, para o desenvolvimento do colchão lavador. Esse sistema microemulsionado é constituído basicamente do óleo vegetal (óleo de pinho ou óleo de mamona), fase aquosa (NaCl 2%) e solução de tensoativo (OCS/Etanol). Em um béquer adequado, misturou-se os componentes nas frações escolhidas dentro da região de Winsor IV obtendo-se o colchão lavador.

4.2.5 Teste de remoção

O teste de eficiência de remoção tem como principal objetivo verificar a eficiência do colchão lavador sintetizado em laboratório, através da verificação do tempo de remoção de um filme do fluido de perfuração. Esse procedimento é realizado conforme descrito no teste M12, intitulado "Determinação da eficiência de colchões para cimentação de poços de petróleo",

contido no PROCELAB (Procedimentos e Métodos de Laboratório destinados à Cimentação de Poços Petrolíferos) (CAMPOS, 2009).

Inicialmente, o fluido de perfuração não aquoso foi homogeneizado por 15 minutos no equipamento Hamilton-Beach. Simultaneamente, 200 mL do sistema microemulsionado foi aquecido até a temperatura de 88 °C, sob agitação constante. Após a completa homogeneização do fluido, verteu-se 4 mL deste composto na janela de visualização do béquer, formando um filme fino de reboco e, em seguida, 200 mL do colchão lavador (sistema microemulsionado) foi adicionado ao béquer do lado oposto à janela de visualização, de maneira a manter o reboco formado íntegro. As etapas do procedimento experimental descritas estão esquematizadas na Figura 19:

Figura 19: Esquema do procedimento para remoção do fluido de perfuração.



Fonte: AUTORA, 2019.

Por fim, o procedimento de eficiência da remoção foi realizado no viscosímetro Fann à uma taxa de rotação de 300 rpm. O tempo máximo de duração do teste é de 10 minutos, sendo finalizado antes caso haja a limpeza total antes desse tempo estabelecido.

Após a realização do teste, é calculada a área total limpa que corresponde a contagem dos quadrados limpos na janela de visualização, fixada num béquer de 250 mL, e composta de

66 quadrados, cada um com 1 cm² de área. Sendo a eficiência da remoção dada pela Equação (4.1).

$$ER(\%) = \frac{Q_L}{66} \times 100\% \quad (4.1)$$

Em que: ER representa a eficiência de remoção; QL representa o número de quadrados limpos;

4.2.6 Teste de inversão de molhabilidade

O teste de inversão de molhabilidade tem como principal objetivo verificar a eficiência do colchão lavador em inverter a molhabilidade do fluido de perfuração de molhável à óleo (A/O) para molhável à água (O/A). Essa metodologia é realizada conforme descrito no teste M19, contido no Procedimentos e Métodos de Laboratório destinados à Cimentação de Poços Petrolíferos - PROCELAB (CAMPOS, 2009).

Inicialmente, o colchão lavador e o fluido de perfuração foram pré-condicionados em um consistômetro atmosférico até a temperatura de 190 °F e, posteriormente, as amostras foram inseridas no equipamento Wettability Tester de inversão de molhabilidade (Figura 20) para a realização do experimento.

O teste foi realizado através da medida da condutividade elétrica, pois quando ocorre a mudança de A/O para O/A, a amostra conduz uma carga elétrica semelhante a da água. O fluido de perfuração (~ 200 mL) é continuamente titulado com o colchão lavador e, a atividade elétrica é exibida na tela do equipamento. A metodologia é finalizada no momento em que a condutividade elétrica apresente um valor estável maior ou igual a 1 ou que o limite de 200 mL do colchão lavador seja utilizado mesmo que não tenha ocorrido a inversão.

Figura 20: Equipamento Wettability Tester



Fonte: AUTORA, 2019

Por fim, conhecendo o volume de colchão lavador gasto para inversão foi possível determinar a molhabilidade aparente. A molhabilidade aparente é a razão entre o volume gasto da microemulsão em relação ao volume total, como mostrado na Equação 4.2. Segundo Campos (2009), caso a molhabilidade aparente seja superior a 50%, ou seja, sejam gastos mais de 200 mL do sistema microemulsionado, é necessário que seja realizado a diluição da amostra, ou que outro sistema seja testado.

$$MA = \frac{VM}{VT} \quad (4.2)$$

Em que:

MA: Molhabilidade aparente;

VM: Volume do sistema microemulsionado;

VT: Volume da Microemulsão + Volume do fluido de perfuração.

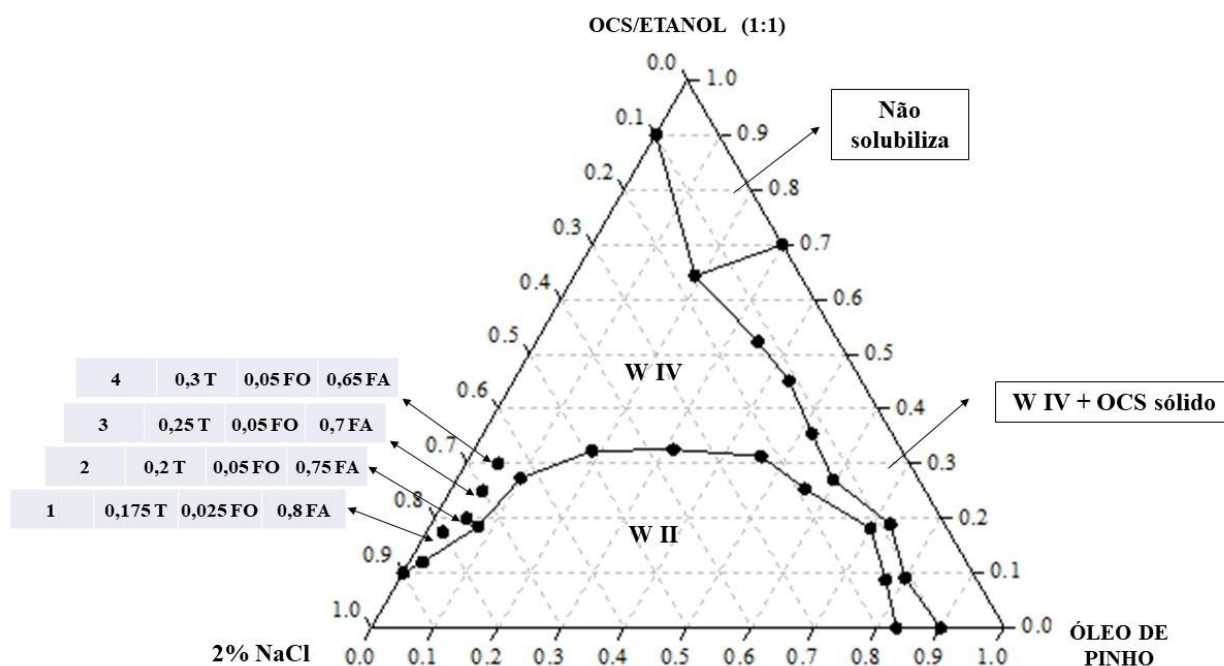
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 DIAGRAMA DE FASES

O tensoativo estudado nesse trabalho (Óleo de coco saponificado) foi analisado de acordo com o seu comportamento obtido através dos diagramas de fases ternários. A solução salina (NaCl 2%) foi utilizada para simular condições de salinidades encontradas nos poços petrolíferos. Além disso, foram utilizados óleos vegetais como fase oleosa para garantir que o sistema seja limpo e biodegradável e, dessa maneira, viável para futura aplicação.

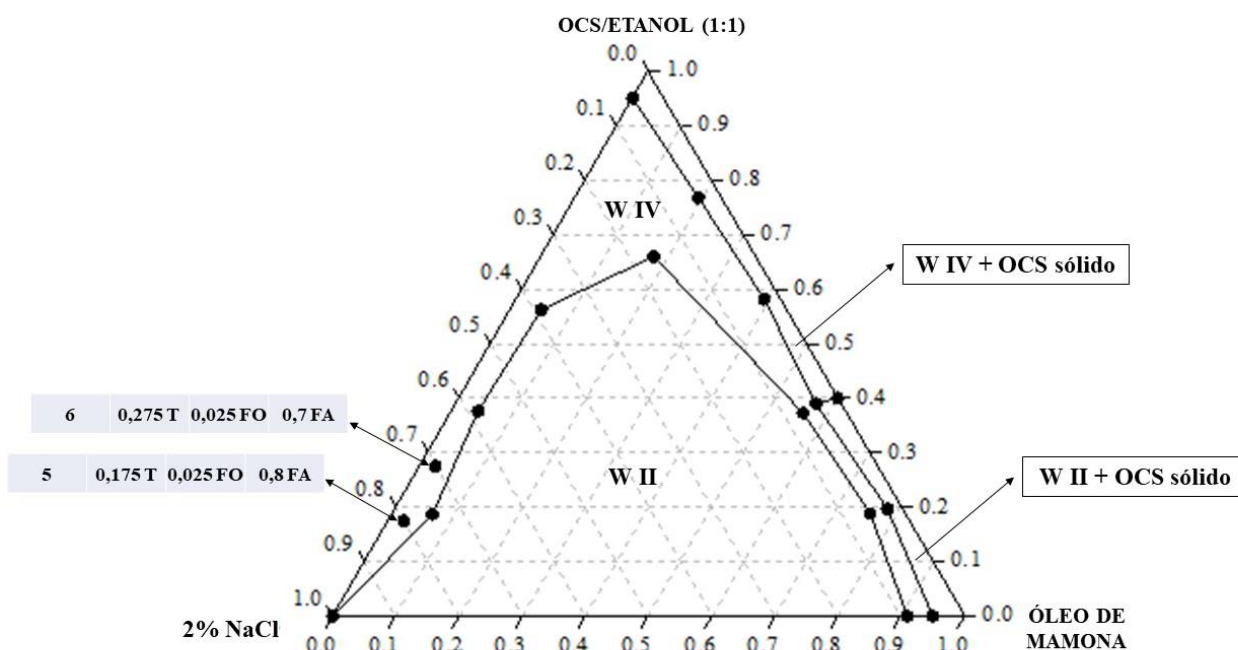
Os diagramas de fases apresentados nas Figuras 21 e 22, com óleo de pinho e óleo de mamona, respectivamente, foram construídos utilizando os componentes: óleo vegetal, como fase oleosa; NaCl 2%, como fase aquosa; e óleo de coco saponificado (OCS) diluído em álcool na proporção de 1:1, como tensoativo aniônico. Foram identificadas regiões de microemulsão (WIV) nos 2 diagramas, sendo esta o de interesse para dar prosseguimento aos testes.

Figura 21: Diagrama ternário composto por NaCl 2%, óleo de pinho e OCS.



Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 20: Diagrama ternário composto por NaCl 2%, óleo de mamona e OCS.



Fonte: AUTORA, 2019.

O OCS é classificado como um tensoativo aniônico, ou seja, quando dissociado em água originam íons carregados negativamente na superfície ativa. Dessa maneira, quando em contato com a solução salina (NaCl 2%), os íons do OCS vão se ligar aos cátions da solução, ocorrendo uma maior interação entre os dois componentes. O comportamento do OCS é analisado de acordo com os cátions presentes nas soluções e de como isso influenciará a sua performance.

Inicialmente, foi analisado o comportamento do OCS em diferentes fases oleosas, sendo comparado o óleo de mamona e o óleo de pinho. Observou-se que a microemulsão que possui o óleo de pinho como fase oleosa obteve uma região de WIV maior do que a microemulsão composta por óleo de mamona. Este fato pode ser explicado ao analisar separadamente a estrutura química dos óleos vegetais.

Observa-se que o ácido ricinoleico possui uma maior quantidade de cátions livres (H^+) em comparação ao alfa-terpineol. Dessa maneira, os cátions na solução vão interagir com as cargas negativas do tensoativo aniônico (OCS) dificultando sua solubilização. Além disso, quando há uma grande quantidade de cátions pode-se formar uma nuvem eletrônica que dificulta a ação do tensoativo e, como consequência, a região de microemulsão (WIV) se tornará menor (RODRIGUES, 2016).

Diante disso, foi possível notar que o óleo de pinho (principal componente sendo o alfa-terpineol) apresentou melhores resultados ao ser comparado com o óleo de mamona (principal componente sendo o ácido ricinoleico), possuindo uma melhor interação com o tensoativo e, conseqüentemente, uma região de microemulsão (WIV) maior.

5.1.1 Seleção das Microemulsões

A seleção das microemulsões foram realizadas em sistemas que possuem menor composição de tensoativo, visto que, esse é o componente comercial com maior custo no mercado. Dessa maneira, os pontos escolhidos para a realização dos testes posteriores estão mostrados na Tabela 6 a seguir:

Tabela 6: Fração mássica dos sistemas microemulsionados.

Colchão	Sistema microemulsionado	Fração mássica
1	OCS/Álcool (1:1), óleo de pinho e NaCl 2%	17,5% T - 2,5% FO - 80% FA
2	OCS/Álcool (1:1), óleo de pinho e NaCl 2%	20% T - 5% FO - 75% FA
3	OCS/Álcool (1:1), óleo de pinho e NaCl 2%	25% T - 5% FO - 70% FA
4	OCS/Álcool (1:1), óleo de pinho e NaCl 2%	30% T - 5% FO - 65% FA
5	OCS/Álcool (1:1), óleo de mamona e NaCl 2%	17,5% T - 2,5% FO - 80% FA
6	OCS/Álcool (1:1), óleo de mamona e NaCl 2%	27,5% T - 2,5% FO - 70% FA

Fonte: AUTORA, 2019.

5.2 AVALIAÇÃO DAS MICROEMULSÕES

Após a seleção das microemulsões, foram realizadas as caracterizações destes sistemas através do teste de estabilidade térmica e do teste de reologia.

5.2.1 Teste de Estabilidade Térmica

O teste de estabilidade térmica tem como objetivo avaliar o comportamento do colchão lavador no processo de perfuração, devido ao gradiente de temperatura existente ao longo dos poços de petróleo. A estabilidade térmica das microemulsões é mostrada na Tabela 7 a seguir:

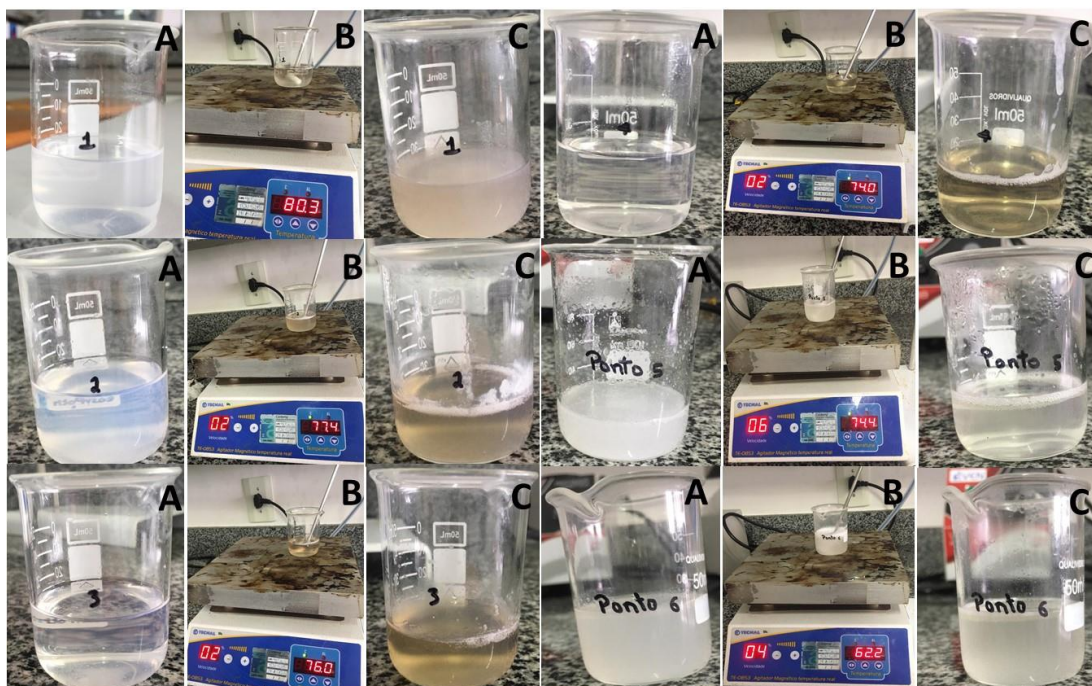
Tabela 7: Temperatura de turbidez dos sistemas microemulsionados.

Colchão	Sistema microemulsionado	Temperatura
1	OCS/Álcool (1:1), óleo de pinho e NaCl 2%	80,3 °C
2	OCS/Álcool (1:1), óleo de pinho e NaCl 2%	77,4 °C
3	OCS/Álcool (1:1), óleo de pinho e NaCl 2%	76 °C
4	OCS/Álcool (1:1), óleo de pinho e NaCl 2%	74 °C
5	OCS/Álcool (1:1), óleo de mamona e NaCl 2%	74,4 °C
6	OCS/Álcool (1:1), óleo de mamona e NaCl 2%	62,2 °C

Fonte: AUTORA, 2019.

Devido à turbidez já inicialmente apresentada nas microemulsões compostas por OCS, a estabilidade térmica das amostras foi verificada a partir da mudança de cor característica do sistema e de uma maior turvação do que o observado no início do teste, conforme mostrado na Figura 21.

Figura 21: Sistema microemulsionado: A) no início do teste; B) ao atingir a temperatura de turbidez; C) no final do teste.



Fonte: AUTORA, 2019.

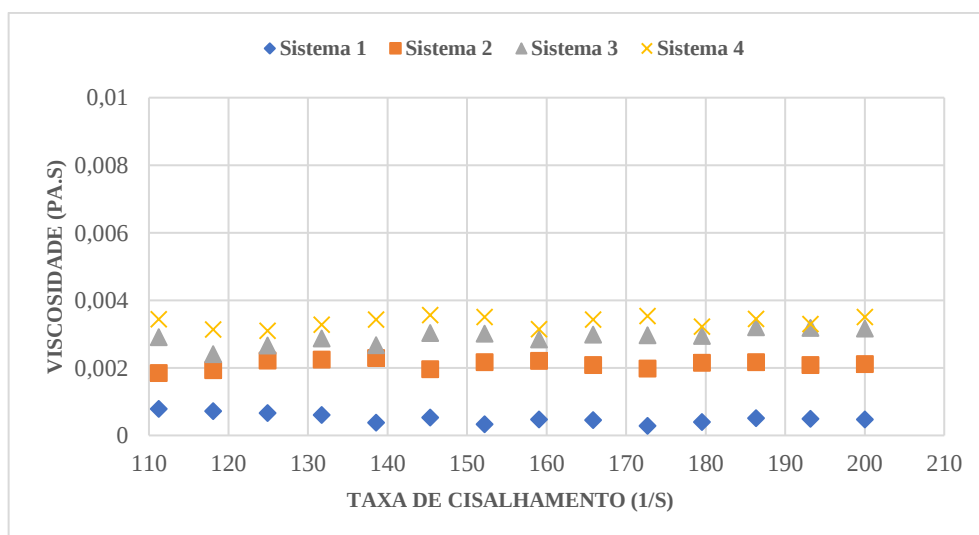
De acordo com o teste de estabilidade térmica, sendo a temperatura média dos poços de petróleo em torno de 55 °C, todos os sistemas microemulsionados analisados apresentaram resultados satisfatórios de acordo com a média da temperatura avaliada no sistema, ou seja, apresentaram estabilidade das micelas do tensoativo mesmo com maior vibração adquirida pelo aumento da temperatura.

5.2.2 Teste de Reologia

Os parâmetros reológicos das microemulsões foram avaliados através do comportamento da viscosidade (Pa.s) e da tensão de cisalhamento (Pa) em relação a variação da taxa de deformação (1/s) para uma faixa de temperatura de 40°C à 70 °C.

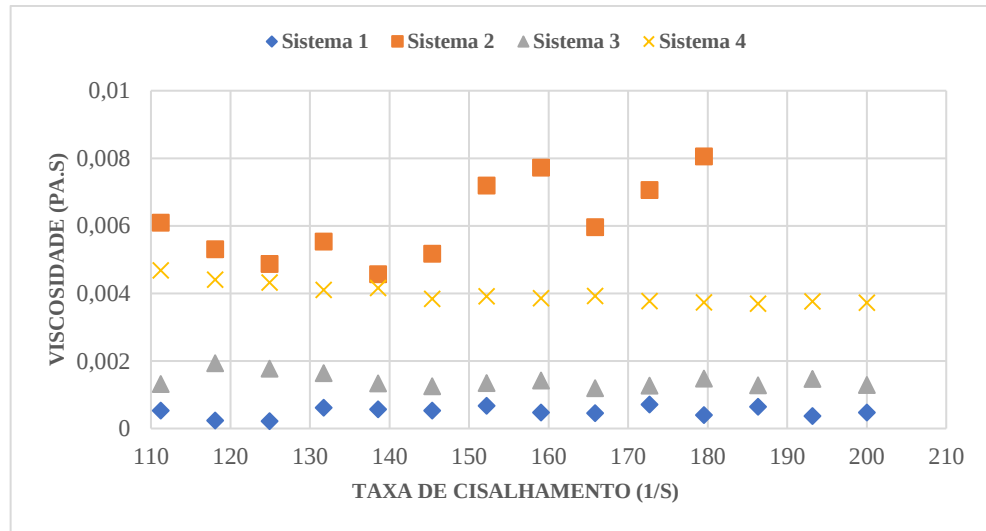
Inicialmente, os sistemas microemulsionados de 1 à 4 foram analisados e comparados através do comportamento da viscosidade (Pa.s) em relação a variação da taxa de cisalhamento (1/s) nas temperaturas de 40 °C à 70 °C. Em seguida, analogamente, foram comparados os sistemas microemulsionados 5 e 6 compostos por OCS/Álcool, NaCl 2% e óleo de mamona na mesma faixa de temperatura. Os gráficos foram plotados e estão apresentados nas Figuras de 22 à 29, respectivamente.

Figura 22: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 40°C.



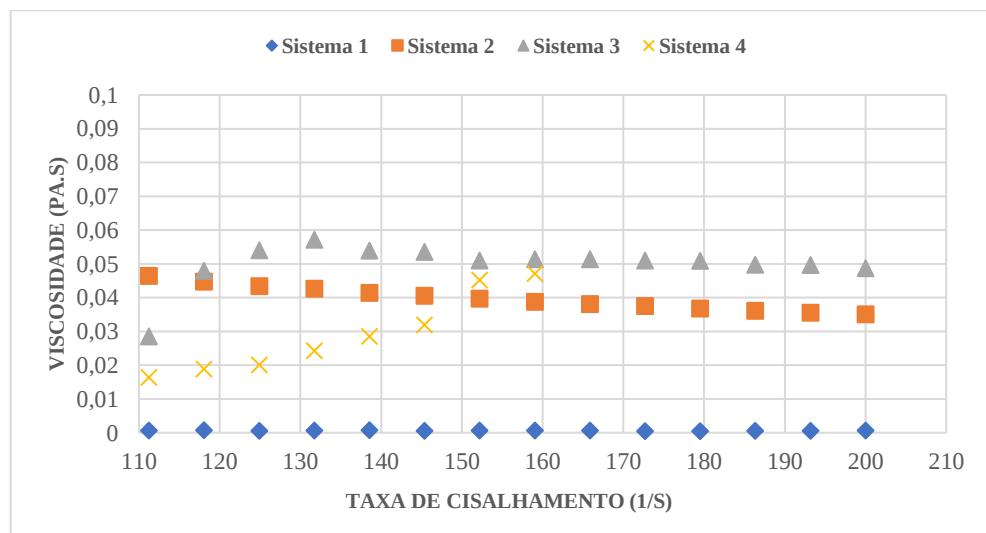
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 23: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 50°C.



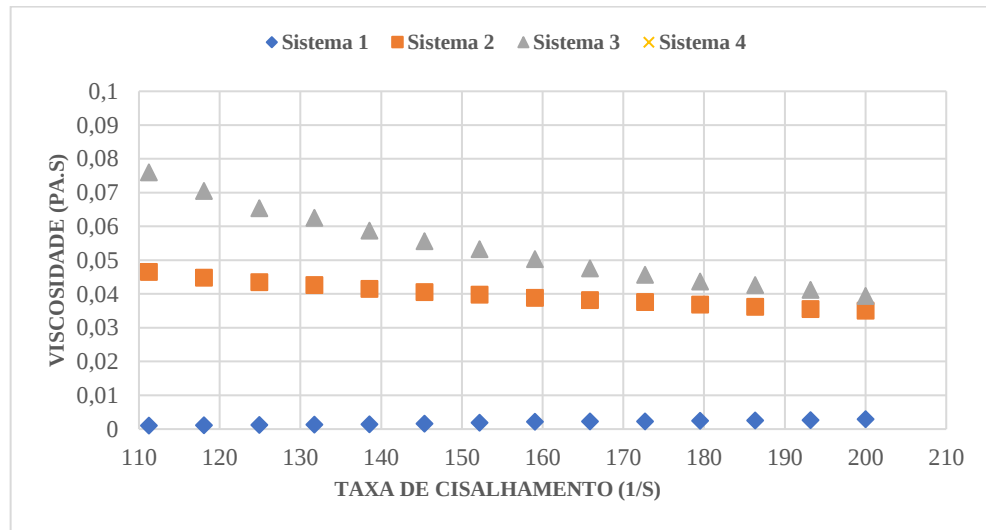
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 24: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 60°C.



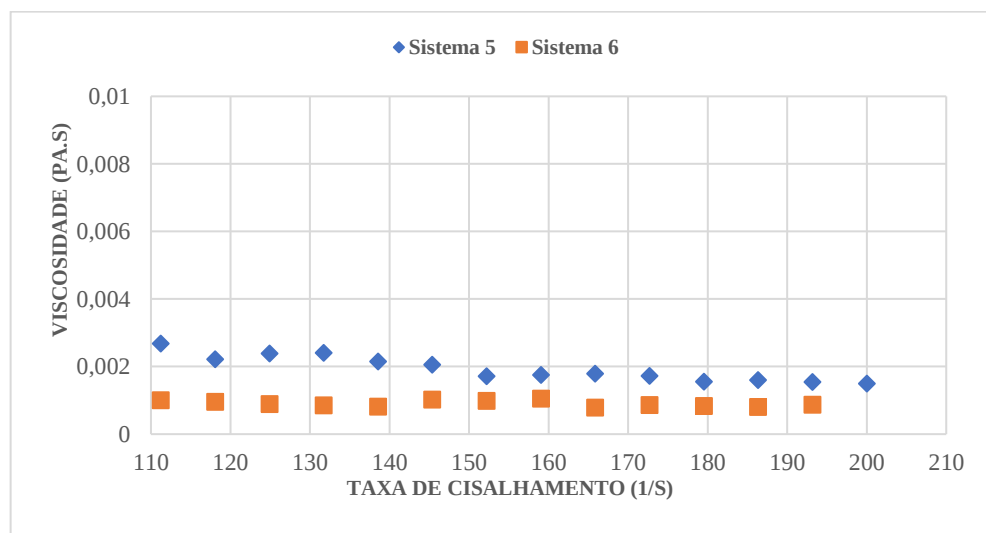
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 25: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 70°C.



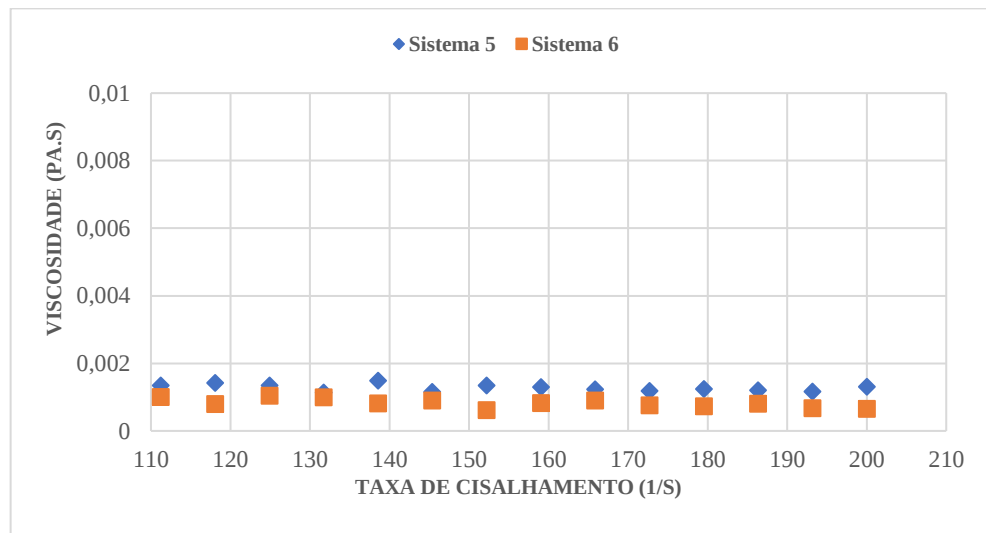
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 26: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 40°C.



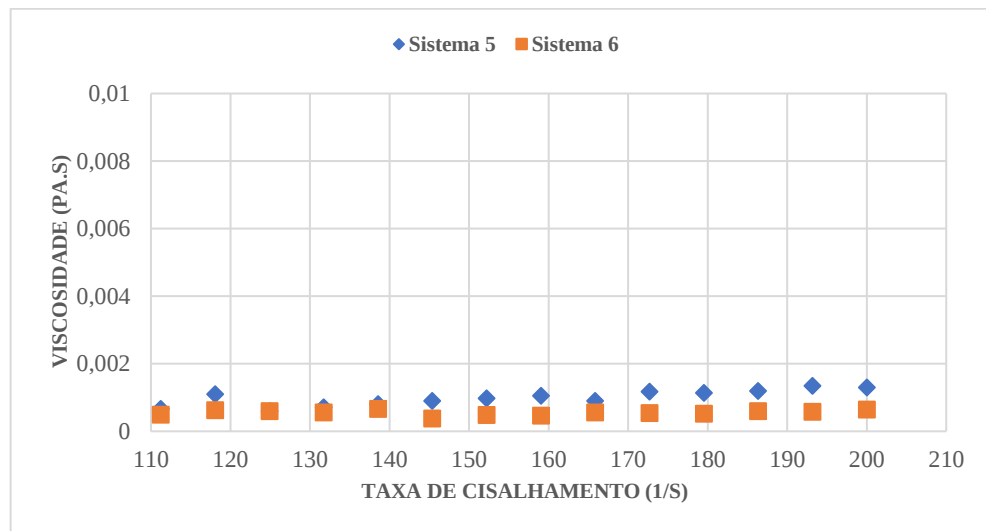
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 27: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 50°C.



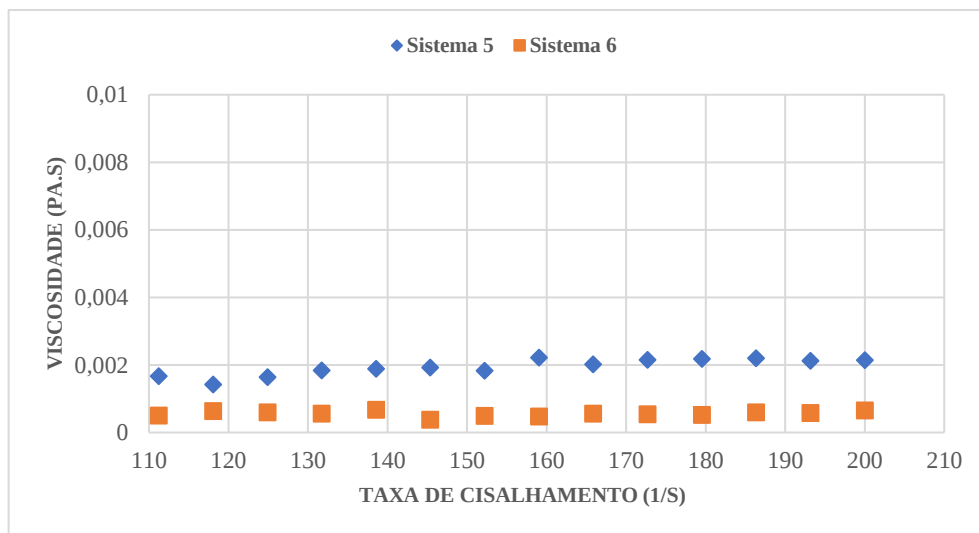
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 28: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 60°C.



Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 29: Comportamento da viscosidade em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 70°C.



Fonte: AUTORA, 2019.

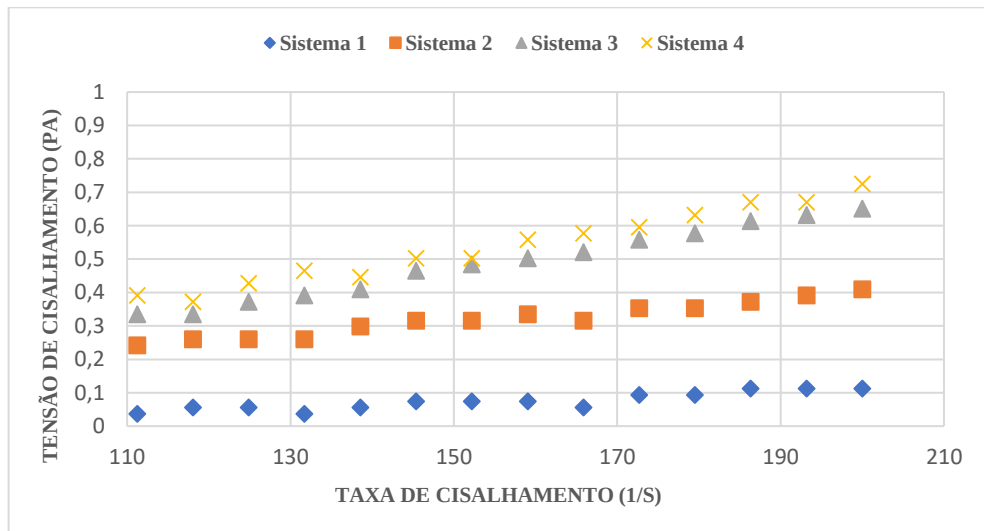
Através dos resultados experimentais e dos gráficos apresentados nas Figuras 22 à 25, pode-se observar que o sistema microemulsionado 1 apresentou a menor viscosidade em todas as temperaturas analisadas, o que condiz com a menor proporção de fase oleosa utilizada na sua composição em comparação aos outros sistemas compostos com o óleo de pinho. Analisando os gráficos 26 à 29, pode-se observar que a microemulsão 5 apresentou a maior viscosidade na faixa de temperatura analisada, mesmo possuindo uma maior proporção de água em comparação ao sistema microemulsionado 6. Este fato pode ser explicado pois o ácido ricinoleico (principal componente do óleo de mamona), possui a presença de um grupo hidroxila tornando a interação com a fase aquosa mais efetiva e consequentemente, se tornando mais resistente a presença de uma maior quantidade de água.

Além disso, ao compararmos o comportamento da viscosidade dos sistemas microemulsionados 2 à 4 (5% fase oleosa), observou-se que há uma divergência em relação ao aumento de temperatura. Por exemplo, na temperatura de 40 °C, o colchão 2 apresentou a menor viscosidade em relação aos sistemas comparados, isto é, quanto maior a fase aquosa do sistema menor a viscosidade da amostra apresentada. Entretanto, com o aumento de temperatura esse comportamento começa a variar e não seguir a linha de raciocínio mencionada anteriormente. Esse fato pode ser explicado pois o cotensoativo utilizado é o etanol e este álcool apresenta uma

volatilidade elevada, podendo dessa maneira, evaporar em pequenas quantidades ao longo da análise e comprometer os resultados apresentados em temperaturas elevadas.

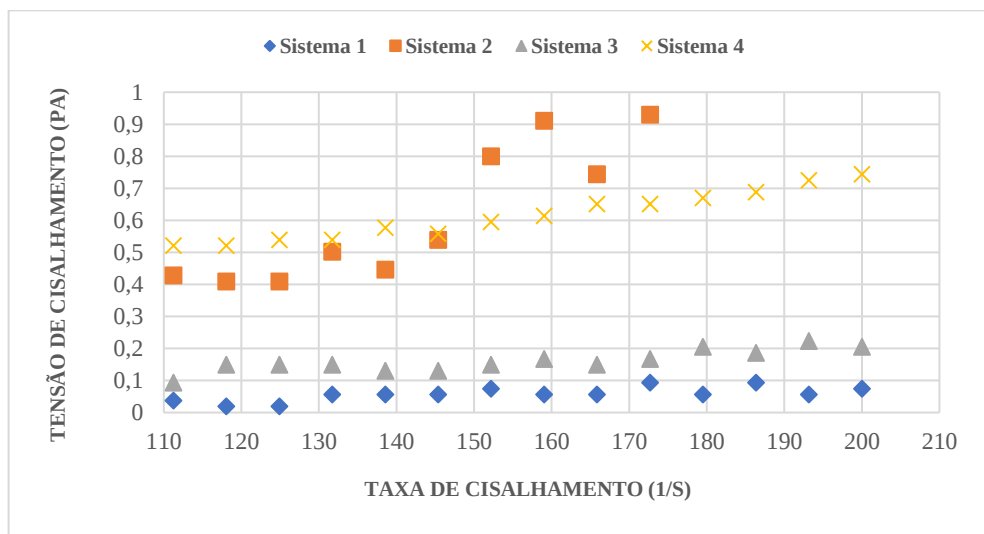
Posteriormente, o comportamento da tensão de cisalhamento (Pa) em relação a variação da taxa de deformação (1/s) foi analisado e comparado para os sistemas microemulsionados na faixa de temperatura de 40 °C à 70 °C e estão apresentados nas Figuras 30 à 37.

Figura 30: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 40°C.



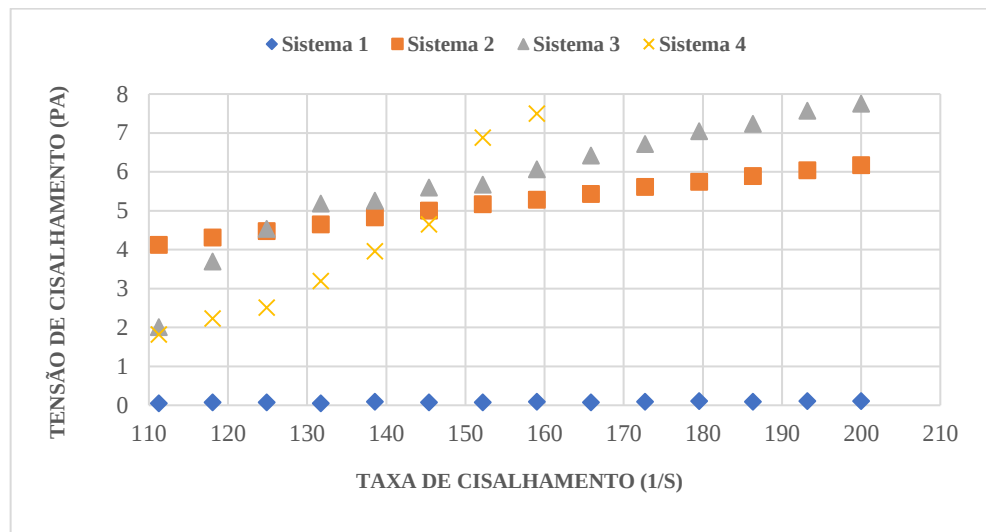
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 31: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 50°C.



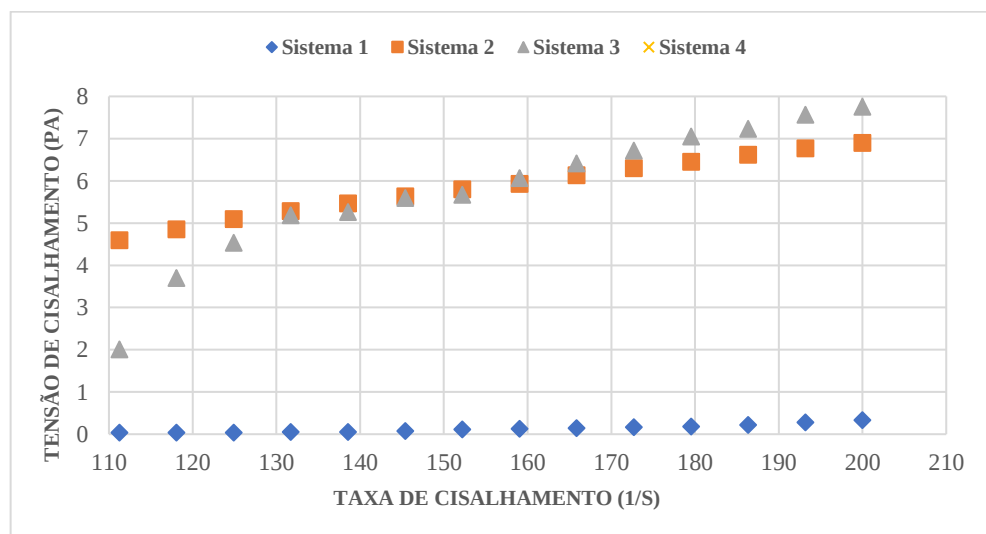
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 32: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 60°C.



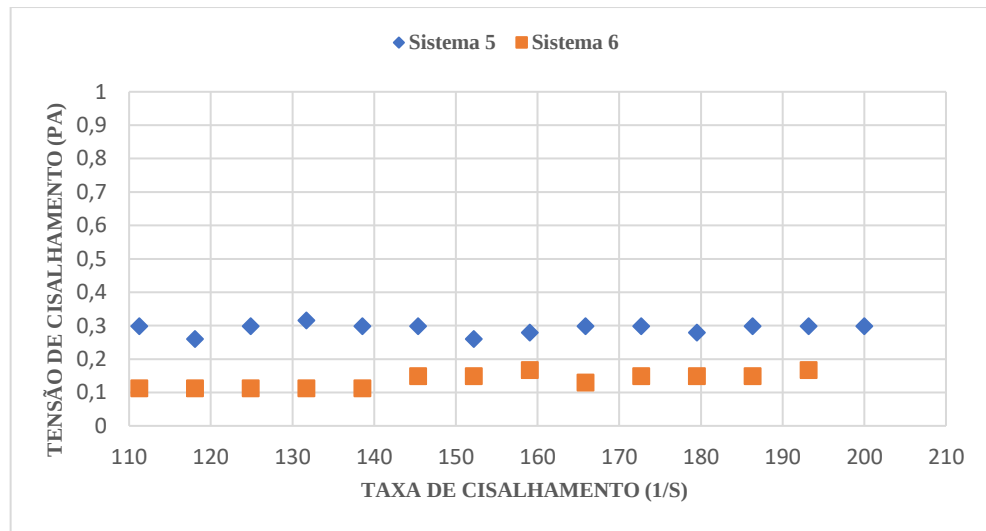
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 33: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 1 à 4 na temperatura de 70°C.



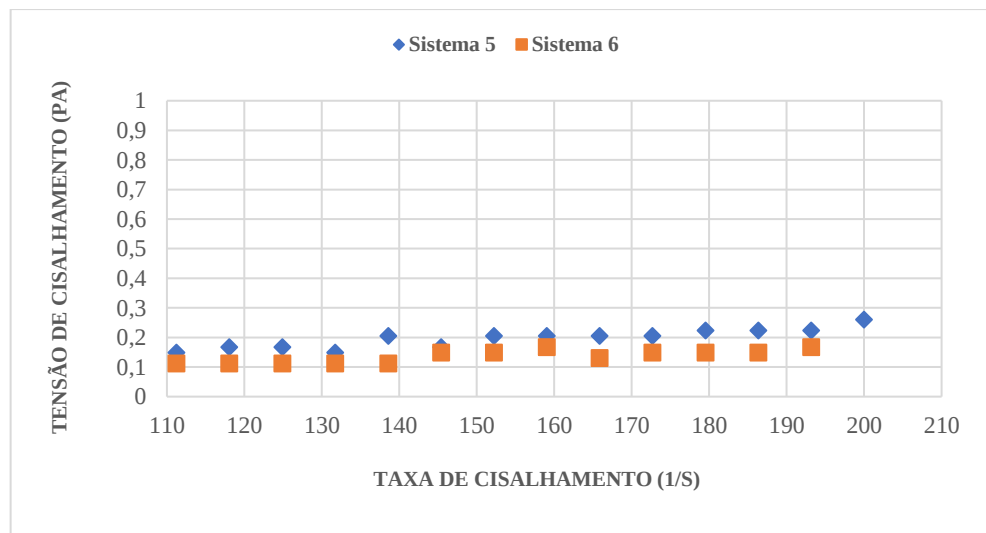
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 34: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 40°C.



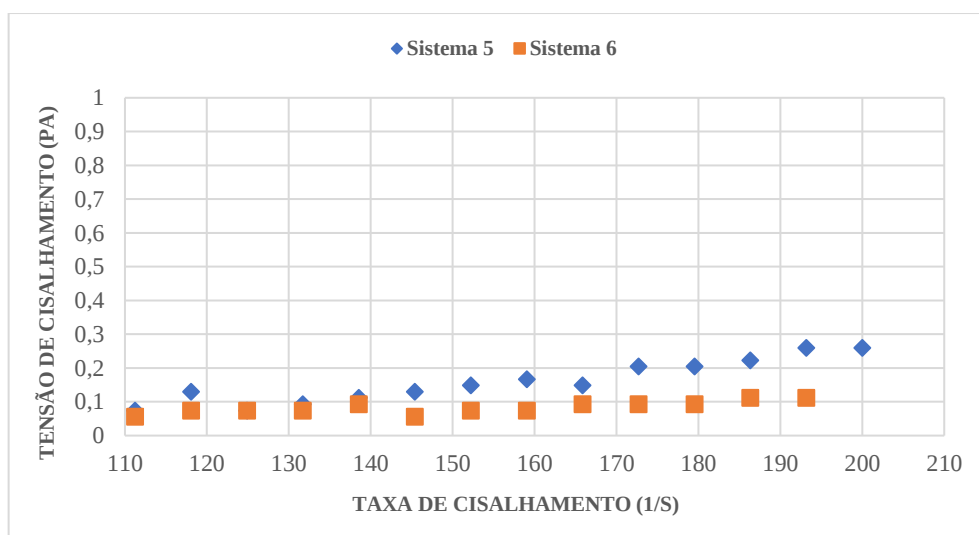
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 35: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 50°C.



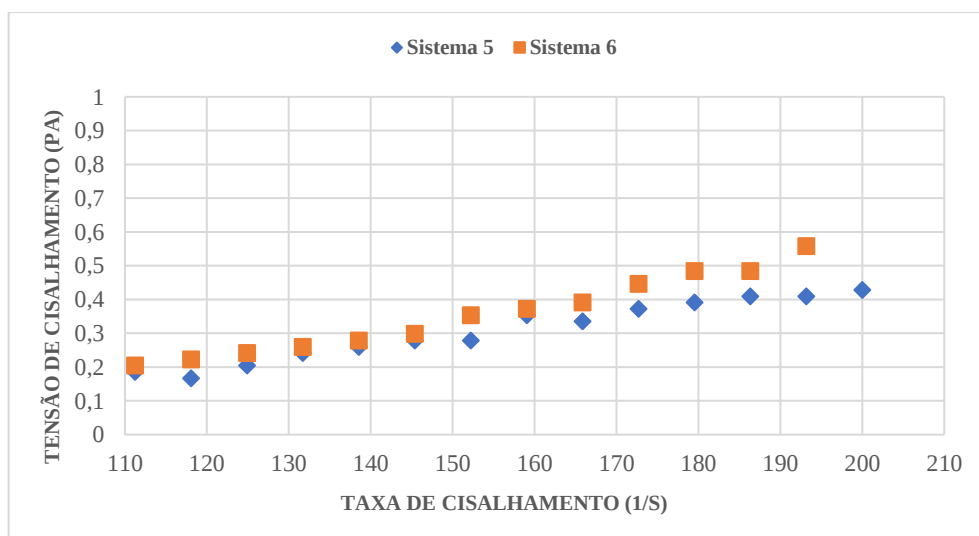
Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 36: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 60°C.



Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 37: Comportamento da tensão em relação a taxa de cisalhamento dos sistemas de 5 e 6 na temperatura de 70°C.



Fonte: AUTORA, 2019.

A análise do comportamento reológico de cada sistema na temperatura especificada foi realizada através de regressão linear e análise estatística dos resultados. Dessa maneira, a classificação dos sistemas microemulsionados estão descritos na Tabela 8 e os parâmetros

reológicos necessários para descrever o comportamento do fluido estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 8: Modelos reológicos dos colchões nas temperaturas de 40°C à 70°C.

Colchão	40°C	50°C	60°C	70°C'
1	Newtoniano	Newtoniano	Newtoniano	Newtoniano
2	Newtoniano	Plástico de Bingham	Plástico de Bingham	Plástico de Bingham
3	Newtoniano	Newtoniano	Plástico de Bingham	Plástico de Bingham
4	Newtoniano	Newtoniano	Plástico de Bingham	-
5	Newtoniano	Plástico de Bingham	Newtoniano	Newtoniano
6	Newtoniano	Newtoniano	Newtoniano	Newtoniano

Fonte: AUTORA, 2019.

Tabela 9: Parâmetros reológicos dos fluidos, sendo τ_0 a tensão inicial (Pa) e μ a viscosidade aparente (Pa.s).

Colchão	40°C	50°C	60°C	70°C'
1	$\mu = 0,0003$	$\mu = 0,0004$	$\mu = 0,0008$	$\mu = 0,0018$
2	$\mu = 0,0019$	$\tau_0 = 0,7174$ $\mu = 0,0117$	$\tau_0 = 0,4241$ $\mu = 0,036$	$\tau_0 = 0,9659$ $\mu = 0,0432$
3	$\mu = 0,0033$	$\mu = 0,001$	$\tau_0 = 3,2524$ $\mu = 0,057$	$\tau_0 = 3,2524$ $\mu = 0,057$
4	$\mu = 0,0036$	$\mu = 0,0031$	$\tau_0 = 0,4405$ $\mu = 0,032$	-
5	$\mu = 0,0015$	$\tau_0 = 0,1353$ $\mu = 0,0008$	$\mu = 0,0004$	$\mu = 0,0025$
6	$\mu = 0,0005$	$\mu = 0,0005$	$\mu = 0,0005$	$\mu = 0,0022$

Fonte: AUTORA, 2019.

De acordo com os resultados experimentais, pode-se observar que os fluidos apresentaram comportamento de plástico de Bingham (plástico ideal) em algumas temperaturas e comportamento newtoniano nas demais temperaturas analisadas. Fluidos newtonianos são os mais indicados para utilização como colchão lavador, pois a viscosidade se mantém constante, e essa característica é desejada para que haja uma boa remoção do reboco e inversão da molhabilidade da rocha, devido a variações de temperatura e pressão que poderão ocorrer ao longo da profundidade do poço.

Entretanto, como mostrado na Tabela 9, em algumas temperaturas, o fluido apresentou um valor de τ_0 diferente de zero, possuindo uma tensão inicial e sendo classificado como plástico de Bingham. De acordo com a equação da reta obtida pelo gráfico de tensão de

cisalhamento versus taxa de deformação, a tensão inicial dos sistemas microemulsionados apresentaram valores baixos, indicando uma aproximação do comportamento newtoniano idealizado ($\tau_0 = 0$).

5.3 REMOÇÃO DO FLUÍDO DE PERFURAÇÃO

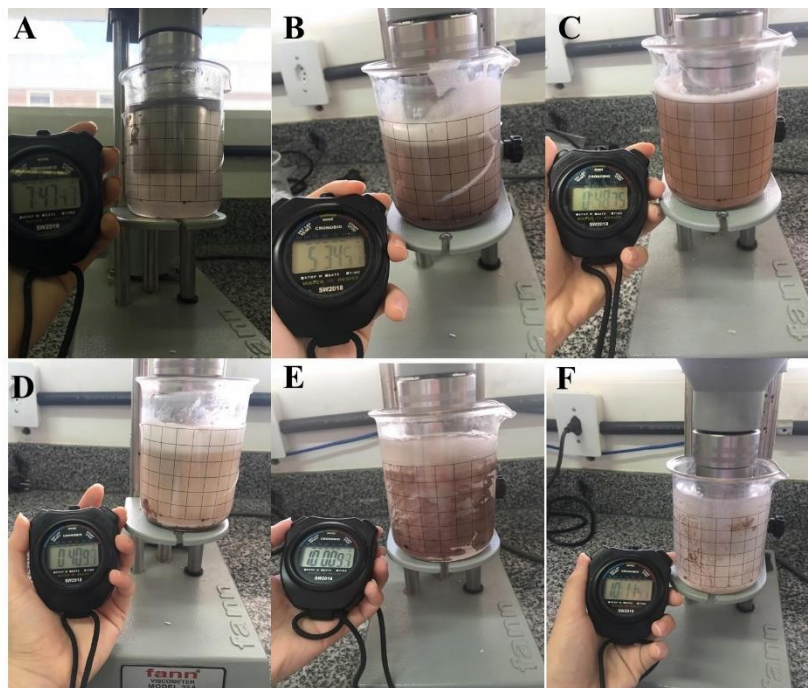
O teste de eficiência de remoção teve como principal objetivo verificar a eficiência do colchão lavador, através da verificação do tempo de remoção de um filme do fluido de perfuração. A Tabela 10 mostra o tempo de remoção do fluido de perfuração, assim como a quantidade de quadrados limpos e, conseqüentemente, a eficiência de remoção. Além disso os resultados estão comprovados na Figura 38.

Tabela 10: Eficiência de remoção dos sistemas microemulsionados.

Colchão	Tempo de remoção	Número de quadrados limpos	Eftciência de remoção (%)
1	7 min 47 s	66	100 %
2	5 min 34 s	66	100 %
3	49 s	66	100 %
4	40 s	66	100 %
5	10 min	16	24,24 %
6	10 min	28	42,42 %

Fonte: AUTORA, 2019.

Figura 38: Eficiência de remoção: A) do sistema microemulsionado 1; B) do sistema microemulsionado 2; C) do sistema microemulsionado 3; D) do sistema microemulsionado 4; E) do sistema microemulsionado 5; F) do sistema microemulsionado 6.



Fonte: AUTORA, 2019.

De acordo com os resultados do teste de remoção, pode-se observar que as microemulsões compostas pelo óleo de pinho, apresentaram maior remoção do fluido de perfuração em relação ao óleo vegetal de mamona. Essa situação pode ser explicada pois o óleo de mamona possui uma maior afinidade com água em comparação ao óleo de pinho, dessa maneira, a microemulsão composta com o óleo de pinho apresenta maior afinidade com a fase oleosa do fluido de perfuração, solubilizando mais facilmente, e consequentemente, obtendo uma eficiência de remoção maior.

Além disso, pode-se observar também que quanto maior a proporção de água no sistema microemulsionado mais difícil se tornou a remoção do fluido de perfuração não aquoso, comprovando que quanto menor a quantidade de água na microemulsão melhor será a eficiência de remoção. Em contrapartida, torna-se viável possuir um sistema com maior quantidade de fase aquosa devido ao aspecto econômico para futura aplicação.

Dessa maneira, os resultados obtidos com o óleo de pinho tornaram-se satisfatórios devido a quantidade de fase aquosa superior aos outros dois componentes, que possuem um

maior custo no mercado, aliados com uma eficiência de aproximadamente 100% de remoção em um tempo menor do que o tempo limite do teste (10 minutos).

5.4 INVERSÃO DE MOLHABILIDADE

O teste de inversão de molhabilidade consiste em avaliar a capacidade do colchão lavador formulado, em inverter a molhabilidade do fluido de perfuração de molhável a óleo (A/O) para molhável a água (O/A) através da medida de condutividade elétrica da amostra. Essa inversão tem como finalidade facilitar a limpeza do poço, remover o reboco formado e, conseqüentemente, melhorar a aderência do cimento com o revestimento.

Os testes de inversão foram realizados somente para os sistemas microemulsionados compostos por OCS/Álcool (1:1), NaCl 2% e óleo de pinho, pois estes obtiveram os melhores resultados nos testes de remoção realizados anteriormente. Na Tabela 11 a seguir estão apresentados os volumes requeridos para a inversão, assim como o valor da molhabilidade aparente calculada (Equação 4.2).

Tabela 11: Inversão da molhabilidade dos sistemas microemulsionados.

Colchão	Tipo	Inversão	Volume gasto (mL)	Molhabilidade aparente (%)
1	Puro	Inverteu	80 mL	28,6% %
2	Puro	Inverteu	84 mL	29,6 %
3	Puro	Inverteu	87,5 mL	30,43%
4	Puro	Não inverteu	-	-

Fonte: AUTORA, 2019.

Inicialmente, através da titulação contínua com o colchão lavador, pode-se observar que as amostras puras de 1 a 3 apresentaram condutividade elétrica igual ou maior que 1. Entretanto, a amostra 4 não foi capaz de inverter, mesmo após os 200 mL do colchão lavador ter sido adicionado, que é o valor máximo possível de ser utilizado no teste. Este fato pode ser explicado pois o sistema microemulsionado 4 é o que possui menor quantidade de fase aquosa na sua composição, dessa maneira, torna-se mais difícil a inversão da molhabilidade para molhável a água.

6. CONCLUSÃO

Neste trabalho foram desenvolvidos sistemas microemulsionados à base de óleo vegetal e tensoativo aniônico para verificar a potencialidade como colchão lavador, através de testes de estabilidade térmica, estudos reológicos, eficiência de remoção, e inversão de molhabilidade.

Inicialmente, as microemulsões foram caracterizadas a partir do teste de estabilidade térmica e do estudo reológico. Dessa maneira, através do teste de turbidez, verificou-se que todos os sistemas microemulsionados estudados obtiveram resultados satisfatórios, ou seja, apresentaram estabilidade das micelas do tensoativo em relação ao aumento da temperatura do sistema.

Os testes reológicos foram realizados para os sistemas puros, na faixa de temperatura de 40 °C à 70 °C, no qual pode-se verificar o comportamento newtoniano requerido para esse tipo de fluido em todos os sistemas microemulsionados analisados, podendo, dessa maneira, prever o seu comportamento ao longo do poço.

Posteriormente, visto que a operação de cimentação tem reflexo em toda a vida útil do poço de petróleo, o teste de remoção foi realizado para verificar a eficiência dos colchões lavadores desenvolvidos. De acordo com os resultados experimentais, as microemulsões formuladas com óleo de pinho apresentaram melhores eficiências em comparação aos sistemas desenvolvidos com o tensoativo aniônico (OCS), NaCl 2% e óleo de mamona, garantindo 100% e 24,24% de remoção, respectivamente.

Ensaio de inversão de molhabilidade foram realizados para os colchões de 1 à 4, com o intuito de verificar a inversão da molhabilidade de superfícies expostas a fluidos não-aquosos quando sujeito ao contato com colchões lavadores. Diante disso, verificou-se que somente a região de 1 a 3 apresentou condutividade elétrica, ou seja, foram capazes de inverter a molhabilidade do fluido de perfuração de molhável a óleo para molhável a água, devido a maior quantidade de água no sistema.

Por fim, conclui-se que os sistemas microemulsionados de 1 a 3 formulados com o óleo de pinho, apresentaram excelentes performances nos testes realizados. Visto que, obtiveram elevada eficiência de remoção, foram capazes de inverter a molhabilidade do fluido de perfuração e apresentaram comportamento newtoniano ou próximo de newtoniano em todas as temperaturas analisadas. Dessa maneira, as formulações desenvolvidas apresentaram todas as propriedades requisitadas para colchões lavadores, possuindo o diferencial da utilização de óleos vegetais, tornando o sistema ecologicamente correto.

REFERÊNCIAS

- ALBUQUERQUE, M. L.; LEAL, R. A. V. L. Deslocamento de fluidos newtonianos em poços de petróleo horizontais não retilíneos. Curso de Engenharia Mecânica, Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- ANDRADE, J. J. O. Propriedades físicas e mecânicas dos materiais. *Materiais de Construção Civil e Princípios de Ciência e Engenharia de Materiais*, v. 1, p. 203–237, 2007.
- ATTWOOD, D.; FLORENCE, A. T. *Surfactants systems: Their chemistry, pharmacy and biology*. Chapman and Hall, London EC4P 4EE, United Kingdom, 1983.
- BENNETT, C. O.; MYERS, J. E. *Momentum, heat, and mass transfer*. McGraw-Hill, 1962.
- BERTHOD, A. Structures physico-chimiques des milieux disperses, micelles émulsions et microémulsions. *Journal de chimie physique*, v. 80, p. 407–424, 1983.
- BIRD, R. B.; STEWARD, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. *Transport phenomena*. [S.l.]: John Wiley & Sons Inc, 1960.
- BISHOP, M.; MORAN, L.; STEPHENS, M.; RENEAU, W. A robust, field friendly, cement spacer system. AADE-08-DF-HO-07, Houston, Texas, April 8-9, 2008.
- BRAMLEY A. Flow Stress, Flow Curve. The International Academy for Produ, Laperrière L., Reinhart G. (eds) *CIRP Encyclopedia of Production Engineering*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2016.
- BRANDL, A.; ACORDA, E.; ELLIS, T.; BRAY, W. Improving mud removal and simplifying challenging cement desing: a deepwater case history in the south china sea. In: *International Petroleum Technology Conference held in Beijing*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 26–28.
- CAENN, R.; CHILINGAR, G. V. Drilling Fluids: State of the Art. *Journal of petroleum science and engineering*. Elsevier, v. 14, p. 221 – 230, 1996.
- CAENN, R.; DARLEY, H.; GRAY, G. Fluidos de perfuração e completção: composição e propriedades. [S.l.]: Elsevier, 2014.
- CAMPOS, G. Procelab – Procedimentos e métodos de laboratório destinados à cimentação de poços de Petróleo. [S.l.], 2009.
- CONSTANTINIDES, P. P.; LANCASTER, C. M.; MARCELLO, J.; CHIOSSOME, D. C.; ORNER, D.; HIDALGO, I.; SMITH, P. L.; SARKAHIAN, A. B.; YIV, S. H.; OWEN, A. J. Enhanced intestinal absorption of an rgd peptide from water-in-oil microemulsions of different composition and particle size. *J. Control. Rel.*, Arlington, v. 34, p. 109–116, 1995.
- COSTA, J. C. C. Cimentação de poços de Petróleo. Dissertação (Mestrado) — Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense., 2004.
- DALMORA, M. E.; OLIVEIRA, A. G. Inclusion complex of piroxicam with beta-cyclodextrin and incorporation in hexadecyltrimethylammonium bromide based microemulsion. *J Pharm Sci*, v. 184, p. 157–164, 1999.

DALTIN, D. Tensoativos: química, propriedades e aplicações. São Paulo: Blucher, 2011.

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

DUARTE, R. G. Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para estudo de Estabilidade de Poço. Dissertação (Mestrado) — Pontifica Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, jun 2004.

ECONOMIDES, M. J.; WATTERS, L. T.; DUNN-NORMAN, S. *Petroleum Well Construction*. [S.l.]: Wiley, 1998.

FARIAS, K. V.; PEREIRA, E.; AMORIM, L. V.; FERREIRA, H. C. Aplicação de dispersantes tensoativados no controle de reboco, filtrado e no desenvolvimento de poços tubulares. *Águas subterrâneas*, v. 21, n. 1, p. 139–152, 2007.

FINK, J. K. *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*. [S.l.]: Elsevier, 2012.

FREITAS, J. J. V. Validação de uma metodologia de ensaio de resistência ao cisalhamento para avaliação da aderência de interfaces revestimento metálico-bainha de cimento aplicada a poços de petróleo. Dissertação (Mestrado) — Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2007.

GIBBS, J. W.; BUMSTEAD, H. A.; NAME, R. G. V. *The scientific papers of J. Willard Gibbs, Ph. D. LL. D., formerly professor of mathematical physics in Yale University*. [S.l.]: London ; New York : Longmans, Green and Co, 1906.

GOEL, V.; MORGAN, R.; SODHI, T. The HP/HT rheology evaluation of spacers. *AADE14-FTCE-48*, 2014.

GRIFFIN, W. C. Classification of surface-active agents by hlb. *Journal of the Society of Cosmetic Chemists*, p. 26–311, 1949.

GROWCOCK, F. B.; ANDREW, S. L.; FREDERICK, T. P. *Physicochemical Properties of Synthetic Drilling Fluids*. Society of Petroleum Engineers, 1994.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. [S.l.], 4º PDPETRO Campinas-SP, 21-24 Outubro – 2007.

JR, F. F. C. *The reservoir engineering aspects on water-flooding*. Monograph Series SPE, Dallas, 1971.

KAMEDA, E.; NETO, J. C. Q.; LANGONE, M. A. P.; COELHO, M. A. Z. Removal of polymeric filter cake in petroleum wells: A study of commercial amylase stability. [S.l.]: Elsevier, 2007. v. 59.

- KAWATRA, S. K.; BAKSHI, A. On-line measurement of viscosity and determination of flow types for mineral suspensions. *International Journal of Mineral Processing*, v. 47, p. 275–283, 1996.
- KREILGAARD, M. Influence of microemulsions on cutaneous drug delivery. *Adv Drug Delivery Rev*, v. 54, p. 77–98, nov 2002.
- LIMA, F. M. Desenvolvimento de sistemas de colchões para aplicação em poços perfurados com fluidos de perfuração não aquosos. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.
- LUZ, A. P.; RIBEIRO, S.; PANDOLFELLI, V. C. Uso da molhabilidade na investigação do comportamento de corrosão de materiais refratários. *Cerâmica* 54, 2008.
- MACHADO, J. C. Fundamentos e classificação de fluidos viscosos. *Reologia e escoamento de fluidos – ênfase na indústria do petróleo*. [S.l.]: Interciência, 2002.
- MCDONALD, M.; LI, X.; LIM, B. A formulated silicate-based preflush & spacer for improved wellbore cleaning and wetting. *AADE-14-FTCE-55*, Houston, Texas, April 15-16, 2014.
- MACOSKO, C. W. *Rheology: principles, measurements and applications*. New York: WILEY-VCH Publishers, 1994.
- MAIRS, H.; SMITH, J.; MELTON, R.; PASMORE, F.; MARUCA, S. Efeitos ambientais dos cascalhos associados a fluidos não aquosos. In: *Fundamentos Técnicos*. [S.l.: s.n.], 2000.
- NÓBREGA, M. V. Estudo experimental para avaliação de aderência em amostras compostas de tubo metálico revestido por pasta de cimento usando testes de vibração. In: *VI CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA*. Campina Grande Paraíba: [s.n.], 2010.
- NERY, G. G.; MACARY, R. Os fluidos de perfuração usados na indústria da água subterrânea e sua influência sobre os perfis geofísicos de princípio elétrico. *Águas Subterrâneas*, v. 19, n. 1, p. 49–60, 2005.
- OLIVEIRA, A. G.; SCARPA, M. V.; CHAIMOVICH, H. Effect of hexadecyltrimethylammonium bromide-based microemulsions on the rate of decomposition of the beta-lactam antibiotic cephaclor. *J Pharm Sci*, v. 86, p. 616–620, 1997.
- PERNITES, R.; KHAMMAR, M.; SANTRA, A. Robust spacer system for water and oil based mud. *SPE-174005-MS*, p. 27–30, apr 2015.
- PINHEIRO, F. S. H. T. Desenvolvimento de misturas ternárias para remoção de reboco de fluido de perfuração sintético. Tese (Doutorado) — Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN, 2013.
- QUINTERO, L.; PASSANHA, W. D.; AUBRY, E.; POITRENAUD, H. Advanced microemulsion cleaner fluid applications in deepwater well. In: *Offshore Technology Conference Brasil*. [S.l.: s.n.], Rio de Janeiro, Brazil, October 27-29, 2015.
- ROBB, I. D. *Microemulsions*. [S.l.]: New York: Plenum Press, 1982.

RODRIGUES, D. V. Aplicação de microemulsões como colchão lavador de fluido não aquoso. Tese (Defesa de curso) — Tese de Defesa de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN, 2016.

ROSSI, C. G. F. T.; DANTAS, T. N. C.; NETO, A. A. D.; MACIEL, M. A. M. Tensoativos: uma abordagem básica e perspectivas para aplicabilidade industrial. *Revista Universidade Rural, Série Ciências Exatas e da Terra, Seropédica, RJ: EDUR*, v. 5, n. 1-2, p. 73-85, 2006.

SANTOS, M. B. Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração. Bolsista de valor: revista de divulgação do projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense, v. 2, n. 1, p. 121 – 127, 2012.

SCHRAMM, L. L. *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2000.

SHAH, D. O. *Micelles, microemulsions, and monolayers : science and technology*. [S.l.]: New York, N.Y. : Marcel Dekker, 1998.

SILVA, J. A.; DAMASCENO, B. P. G. L.; BORBA, V. F. C.; EGITO, E. S. T.; SANTANA, D. P. Uso de diagramas de fase pseudoternários como ferramenta de obtenção de nanoemulsões transdérmicas. *Rev Bras Farm*, 2009.

THOMAS, J. E. *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. [S.l.]: Interciência, 2001.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. second. [S.l.]: Interciência, 2004.

VICTOR, B.; CERQUEIRA, F.; RODRIGUES, F. C.; CARVALHO, M.; VINICIUS, M.; HENRIQUE, P.; MATHEUS, Y.; SILVA, M.J. *Perfuração de poços de petróleo: métodos e equipamentos utilizados*. Cadernos de graduação, 2012.

WINSOR, P. A. Hidrotopy, solubilization and related emulsification processes i to viii. *Transactions Faraday Society*, v. 44, p. 376, 1948.

YOUNG, T. An essay on the cohesion of fluids, *phil. Trans. R. Soc*, v. 95, p. 65–87, 1805.