

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

AGOSTINHO CAVALCANTI BEZERRA JUNIOR

**AVALIAÇÃO DO VOLUME DE FILTRADO E FORMAÇÃO
DO REBOCO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO
MICROEMULSIONADOS**

JOÃO PESSOA – PB

2020

AGOSTINHO CAVALCANTI BEZERRA JUNIOR

**AVALIAÇÃO DO VOLUME DE FILTRADO E FORMAÇÃO DO
REBOCO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS**

JOÃO PESSOA – PB

2020

AGOSTINHO CAVALCANTI BEZERRA JUNIOR

AVALIAÇÃO DO VOLUME DE FILTRADO E FORMAÇÃO DO REBOCO
DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS

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

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Fabíola Dias da Silva Curbelo

Coorientador: Prof. Dr. Alfredo Ismael Curbelo Garnica

JOÃO PESSOA - PB

2020

Catálogo na publicação
Seção de Catálogo e Classificação

B574a Bezerra Junior, Agostinho Cavalcanti.

Avaliação do volume de filtrado e formação do reboco de fluidos de perfuração microemulsionados / Agostinho Cavalcanti Bezerra Junior. - João Pessoa, 2021.
102 f.

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

1. Engenharia química. 2. Tensoativo NP-100. 3. Óleo de pinho. 4. Planejamento experimental fatorial. 5. Glicerina. I. Curbelo, Fabíola Dias da Silva. II. Garnica, Alfredo Ismael Curbelo. III. Título.

UFPB/BC

CDU 66.01(043)

AGOSTINHO CAVALCANTI BEZERRA JUNIOR

AVALIAÇÃO DO VOLUME DE FILTRADO E FORMAÇÃO DO REBOCO DE FLUIDOS
DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS

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

Aprovada em: 30 de junho de 2020

BANCA EXAMINADORA



Prof.^a Dr.^a Fabíola Dias da Silva Curbelo
(Orientadora)



Prof Dr Alfredo Ismael Curbelo Garnica
(Coorientador)



Prof. Dr. Flávio Luiz Honorato da Silva
(Examinador Interno)



Prof. Dr. Joan Manuel Rodriguez Dias
(Examinador Interno)



Prof. Dr. Júlio César de Oliveira Freitas
(Examinador Externo)

A meus amados pais, que sempre estiveram comigo em minha jornada, seja nos momentos fáceis, seja nos difíceis. Esta dissertação, solenemente, eu dedico.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, o criador do Universo, que nos direciona aos caminhos da sabedoria e da vitória.

Agradeço aos meus pais, Agostinho e Isabel, por tantos incentivos e auxílios e por estarem a meu lado não medindo esforços para a melhor educação possível.

Aos meus professores de mestrado e orientadores Profa. Dra. Fabiola Dias da Silva Curbelo e Prof. Dr. Alfredo Ismael Curbelo Garnica, pela imensa sabedoria que me proporcionaram e uma vasta experiência para toda a vida. Mesmo em períodos difíceis, souberam encontrar perfeitos momentos para passar um vasto aprendizado.

Aos meus amados amigos, em especial Gabriel, Laressa e Ryan, por sempre acreditarem em mim e me impulsionarem na carreira e na vida, fazendo-me crer que meus sonhos são alcançáveis.

Aos colegas de laboratório, em especial, Rafael e Tarsila, técnicos do Laboratório de Petróleo, por me auxiliarem nos ensaios experimentais e pelo fato de sempre estarem dispostos a sanar dúvidas.

Ao Laboratório de Petróleo, pela estrutura de apoio e suporte para a realização dos experimentos.

À Universidade Federal da Paraíba e ao Programa de Pós-Graduação de Engenharia Química, pela realização deste trabalho.

À CAPES, pela bolsa de mestrado, pelo PROAP e os recursos disponibilizados para a linha de pesquisa.

“Tenho a impressão de ter sido uma criança brincando à beira-mar, divertindo-me em descobrir uma pedrinha mais lisa ou uma concha mais bonita que as outras, enquanto o imenso oceano da verdade continua misterioso diante de meus olhos” (Isaac Newton)

RESUMO

Os fluidos de perfuração exercem funções fundamentais na atividade de construção de um poço, tais como: resfriamento e lubrificação da broca, limpeza dos detritos do poço, estabilização das pressões nas paredes do poço, a formação de um filme de baixa permeabilidade, dentre outras funções que são indispensáveis. Tendo em vista os estudos e os impactos ambientais provocados por fluidos de perfuração não aquosos, este trabalho teve como objetivo formular fluidos de perfuração utilizando uma microemulsão composta de óleo de pinho, tensoativo NP-100 e água-glicerina (1:1) e analisar a influência que as concentrações de tensoativo e óleo vegetal exercem sobre as propriedades de filtração e na espessura do reboco destes fluidos formulados. Formulou-se 12 fluidos de perfuração, sendo que, para cada composição, 300 g de microemulsão foi preparada e os aditivos foram posteriormente adicionados sob agitação intensa e intervalos de tempo regulares. O planejamento fatorial $2^k + 4$ pontos centrais + configuração estrela (Delineamento composto central rotacional-DCCR) foi executado com o intuito de avaliar os comportamentos do volume de filtrado e da espessura do reboco formado em função das concentrações de tensoativo e de óleo. Foi possível verificar que esses fluidos de perfuração mostraram bons desempenhos nos ensaios de filtração. O reboco formado apresentou baixa permeabilidade, na faixa de $0,26 \times 10^{-2}$ a $2,69 \times 10^{-2}$ mD, e uma espessura desejável, entre 0,40 e 1,24 mm. Após a execução do planejamento experimental fatorial, obteve-se os modelos empíricos e constatou-se que o melhor ponto de trabalho possui uma composição de 45% de tensoativo, 5% de fase oleosa e 50% de fase aquosa.

Palavras-Chave: Tensoativo NP-100, Glicerina, Óleo de pinho, Planejamento experimental fatorial

ABSTRACT

Drilling fluids play key roles in the activity of building a well such as: cooling and lubricating the drill, cleaning the debris from the well, stabilizing the pressures in the well walls, forming a low permeability film, among other functions that are indispensable. In view of the studies and environmental impacts caused by non-aqueous drilling fluids, this work aimed to formulate drilling fluids using a microemulsion composed of pine oil, NP-100 surfactant and water-glycerin (1:1 in mass) and analyze the influence that the concentrations of surfactant and vegetable oil have on the filtration properties of these formulated fluids. 12 drilling fluids were formulated, and for each composition, 300 g of microemulsion was prepared and the additives were subsequently added under intense agitation and regular time intervals. The factorial experimental design ($2^k + 4$ central points + star configuration) was executed in order to evaluate the behavior of the filtrate volume and the mud cake thickness as a function of the surfactant and oil concentrations. It was possible to verify that these drilling fluids performed well in the filtration tests. The mud cake showed low permeability, in the range of 0.26×10^{-2} to 2.69×10^{-2} mD, and a desirable thickness, between 0.40 and 1.24 mm. The empirical models were obtained and it was found that the best working point has a composition of 45% surfactant, 5% oily phase and 50% aqueous phase.

Key words: Surfactant, Glycerin, Pine oil, Factorial Experimental Design

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Evolução das publicações na área de fluidos de perfuração.....	21
Figura 2 – Evolução das publicações sobre tensoativos na área de fluidos de perfuração	22
Figura 3 - Classificação dos Fluidos de Perfuração.....	24
Figura 4 - Esquemática das subdivisões de fluidos de perfuração base água	25
Figura 5 – Modelos de Fluxo.....	27
Figura 6 - Formação do reboco em filtração cruzada ou dinâmica	31
Figura 7 - Representação esquemática de uma molécula de tensoativo	33
Figura 8 - Esquema do comportamento do tensoativo e concentração micelar crítica.....	35
Figura 9 - a-) Microemulsão Direta. b-) Microemulsão Inversa	38
Figura 10 - Representação da Classificação de Winsor I.....	39
Figura 11 - Representação da Classificação de Winsor II	39
Figura 12 - Representação da Classificação de Winsor III	40
Figura 13 - Representação da Classificação de Winsor IV	40
Figura 14 - Estrutura Molecular da Glicerina.....	42
Figura 15 - Calcário utilizado como aditivo na formulação de fluidos de perfuração	46
Figura 16 - Argila organofílica Cloisite 20A	47
Figura 17 - HPA utilizado como aditivo na formulação dos fluidos de perfuração	47
Figura 18 - Goma Xantana utilizada como aditivo na formulação de fluidos de perfuração ..	48
Figura 19 - Baritina utilizada como aditivo na formulação dos fluidos de perfuração	48
Figura 20 - Diagrama Ternário de NP-100, água-glicerina (1:1) e óleo de pinho	49
Figura 21 - Tubos de ensaio submetidos à centrifugação	51
Figura 22 - Agitador Hamilton Beach.....	53
Figura 23 - Viscosímetro Fann 35A.....	54
Figura 24 - Balança de lama.....	55
Figura 25 - Filtro Prensa API Pressurizado Fann	55
Figura 26 – Esquema do procedimento de determinação de espessura	56
Figura 27 - Região delimitada no diagrama ternário	58
Figura 28 - Superfície de Resposta: Volume de Filtrado.....	63
Figura 29 - Superfície de Resposta: Espessura do Reboco	66
Figura 30 - Esquemática da formação do reboco no poço.....	68
Figura 31 - Curvas de consistência dos fluidos de perfuração formulados.....	72
Figura 32 - Resultados de Volume de Filtrado.....	74

Figura 33 - Volume de filtrado total dos fluidos de perfuração	75
Figura 34 - Placas com o reboco formado para medição de espessura	76
Figura 35 Reboco Formado referente aos fluidos de perfuração.....	78
Figura 36 - Região dos fluidos de perfuração de menor volume de filtrado.....	79

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Aditivos com suas respectivas funções em fluidos de perfuração	26
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tensoativos nonilfenóis etoxilados (grau de etoxilação, BHL e massa molar).....	36
Tabela 2 - Planejamento Experimental ($4^k + 4$ pontos centrais + DCCR).....	50
Tabela 3 - Quantificação dos materiais para os fluidos de perfuração	53
Tabela 4 - Resultados dos cálculos dos pontos axiais.....	60
Tabela 5 – Valores codificados e reais dos ensaios do planejamento experimental	60
Tabela 6 - Tabela de planejamento para aplicação no STATISTICA	61
Tabela 7 - Estimativa dos Efeitos para Volume de Filtrado.....	62
Tabela 8 – ANOVA: Volume de Filtrado	62
Tabela 9 - Estimativa dos Efeitos para Espessura	64
Tabela 10 – ANOVA: Espessura.....	65
Tabela 11 - Custo médio estimado para os reagentes	69
Tabela 12 - Resultados da otimização de custo por litro	70
Tabela 13 - Resultados de viscosidade para os fluidos de perfuração	71
Tabela 14 - Resultados da densidade dos fluidos de perfuração	73
Tabela 15 - Espessura das Placas.....	76
Tabela 16 - Espessura total das placas de vidro com o reboco formado de cada fluido de perfuração.....	76
Tabela 17 - Resultados da espessura do reboco (ER)	77
Tabela 18 - Resultados de permeabilidade (K) em (mD)	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

NP-100 - Tensoativo do tipo nonilfenol etoxilado;

HV - Alta viscosidade;

WBDMS - Sistema de fluido de perfuração à base água;

MCSAs - Aditivo especial e eficaz na solidificação do reboco;

CL - Lixiviado de Cimento;

pH - Potencial hidrogeniônico;

C.M.C - Concentração Micelar Crítica;

BHL - Balanço hidrofílico-lipofílico;

EO - Grau de Etoxilação;

ME - Microemulsão;

SME - Sistemas Microemulsionados;

OBM - Fluidos de perfuração à base de óleo;

WI - Winsor I;

WII - Winsor II;

WIII - Winsor III;

WIV - Winsor IV;

HPA - Hidroxipropilamido;

A/O - Microemulsão de água em óleo;

O/A - Microemulsão de óleo em água;

DCCR - Delineamento Composto Central Rotacional;

ANOVA - Análise de Variância;

GRG - Método do Gradiente Reduzido Generalizado;

VA - Viscosidade Aparente;

VP - Viscosidade Plástica;

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
2. OBJETIVOS GERAIS.....	18
2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
3. ESTADO DA ARTE	19
3.1. ANÁLISE DE PUBLICAÇÕES	21
4. ASPECTOS TEÓRICOS.....	23
4.1. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	23
4.1.1. Propriedades	23
4.1.2. Classificação.....	24
4.1.3. Aditivação	26
4.1.4. Reologia	27
4.1.5. Volume de filtrado e reboco.....	30
4.2. TENSOATIVOS.....	32
4.2.1. Classificação.....	33
4.2.2. Concentração Micelar Crítica.....	34
4.2.3. Nonilfenóis etoxilados e o balanço hidrofílico-lipofílico (BHL).....	35
4.3. MICROEMULSÕES	37
4.3.1. Classificação de Winsor.....	38
4.4. ÓLEO VEGETAL	41
4.5. GLICERINA.....	41
4.6. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL	43
4.6.1. ANOVA	44
4.7. OTIMIZAÇÃO.....	45
5. METODOLOGIA.....	46
5.1. MATERIAIS E EQUIPAMENTOS	46
5.2. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL	49
5.2.1. Diagrama Ternário.....	49
5.2.2. Planejamento Fatorial $2^k + 4$ pontos centrais + configuração estrela (DCCR)..	50
5.2.3. Análise de custos da microemulsão	51
5.3. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	52
5.3.1. Preparação	52
5.3.2. Reologia	53
5.3.3. Densidade	54

5.3.4.	Volume de Filtrado	55
5.4.	REBOCO.....	56
5.4.1.	Espessura.....	56
5.4.2.	Permeabilidade	57
6.	RESULTADOS	58
6.1.	PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL E OTIMIZAÇÃO DE PROCESSOS	58
6.1.1.	Região de Estudo	58
6.1.2.	Planejamento Fatorial $2^k + 4$ pontos centrais + Configuração estrela (DCCR). ..	59
6.1.3.	Análise de Dados	61
6.1.4.	Análise de Custos	68
6.1.5.	Região Ótima.....	70
6.2.	RESULTADOS COMPLEMENTARES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	71
6.2.1.	Viscosidade	71
6.2.2.	Curvas de Consistência	72
6.2.3.	Densidade	73
6.2.4.	Volume de Filtrado	74
6.3.	REBOCO.....	75
6.3.1.	Espessura.....	75
6.3.2.	Permeabilidade	78
7.	CONCLUSÕES.....	80
8.	REFERÊNCIAS.....	81
APÊNDICE A	92
APÊNDICE B	98
APÊNDICE C	101
ANEXO A	102

1. INTRODUÇÃO

A perfuração de poços de petróleo é uma das atividades mais caras e desafiadoras da indústria petrolífera. O sucesso da operação depende de diversos fatores e, dentre esses, destacam-se os fluidos de perfuração. É importante salientar que todo poço de petróleo possui desafios únicos que variam de acordo com a formação geológica e a localização do reservatório de petróleo. Para cada tipo de formação, o fluido de perfuração é sujeito a modificações para tornar a atividade de perfuração viável e, conseqüentemente, obtém-se uma boa estabilização do poço e uma efetiva formação de uma camada fina e impermeável, denominada reboco (AMANULLAH et al., 2011; VRYZAS, 2007).

Diversos problemas podem surgir durante a atividade de perfuração e, dentre eles, os mais custosos e problemáticos remetem à perda de fluido e a má formação do reboco (JIAO E SHARMA, 1994; ALLEN et al., 1991). Quando estes problemas ocorrem pode haver não apenas o comprometimento do poço de perfuração, como também danos irreversíveis ao reservatório de petróleo (EZEAKACHA E SALEHI, 2019). De acordo com YOU et al. (2018), estes problemas estão correlacionados e ocorrem simultaneamente e, portanto, deve-se ter um controle efetivo nas propriedades do fluido de perfuração utilizado, pois, desta forma a prevenção desses danos torna-se possível.

Nos últimos anos, houve um aumento nos estudos realizados sobre fluidos de perfuração, especialmente, nas propriedades de filtração e formação do reboco, parâmetros que estão interligados. Espera-se obter de um fluido de perfuração, a capacidade da formação efetiva de uma camada fina e impermeável que apresente propriedades que minimizem a migração da fase fluida dos fluidos para formação, além de favorecer a estabilização nos diferenciais de pressão (WILLIAM et al., 2014).

Fluidos não aquosos formulados a partir do óleo diesel são considerados os fluidos de perfuração mais recorrentes, pois além de suprirem problemas comuns ocasionados pela interação de fluidos aquosos com a formação, ainda apresentam boas propriedades reológicas e de filtração. No entanto, estes tipos de fluidos de perfuração têm uma toxicidade elevada e são nocivos ao meio ambiente, fazendo-se necessário o estudo de novas tecnologias para a formulação de fluidos que apresentem propriedades similares e tenham um impacto ambiental reduzido (THOMAS, 2004). Desta forma, os fluidos de perfuração de base microemulsionada

surgem como uma alternativa viável aos fluidos de perfuração convencionais, especialmente os que utilizam um óleo de origem vegetal como fase constituinte do sistema.

Os sistemas microemulsionados são constituídos por uma fase aquosa, uma fase oleosa, um tensoativo e, às vezes, um cotensoativo. São reconhecidos por serem sistemas termodinamicamente estáveis e de fácil preparo que apresentam vantagens de estabilidade em uma ampla faixa de condições salinas, resistência à corrosão, boas características de lubricidade, força gel, formação de reboco pouco permeável e fino, baixa tensão interfacial e alta detergência. Estas são características essenciais para o desempenho das funções dos fluidos de perfuração em diferentes condições operacionais, para garantia de um processo de perfuração eficiente e seguro (SILVA, 2011; DONG et al., 2019; SILVA et al., 2020; WANDERLEY NETO et al., 2020).

Ao se formular fluidos de perfuração com base microemulsionada, espera-se que as propriedades desses sistemas sejam transferidas efetivamente para o fluido de perfuração, no entanto, é importante constatar que as propriedades do fluido de perfuração dependerão diretamente da composição das fases constituintes da microemulsão (YUNITA et al., 2016). Uma das ferramentas mais eficazes para se minimizar tempo e custeamento e determinar as composições de microemulsão que vão proporcionar as melhores propriedades de filtração e formação do reboco é o planejamento experimental.

O planejamento experimental consiste em realizar uma varredura em determinada região de estudo e identificar um modelo empírico capaz de fornecer a relação existente entre as variáveis estudadas de composição e as variáveis que remetem às propriedades do fluido de perfuração. Com a utilização do planejamento experimental, é possível determinar os melhores fluidos de perfuração para diferentes sistemas microemulsionados, atendendo assim a demanda pelas propriedades desejáveis de fluidos de perfuração, favorecendo uma atividade de perfuração segura e efetiva e substituindo os fluidos de base convencionais considerados ambientalmente nocivos.

2. OBJETIVOS GERAIS

Estudar a influência das concentrações de tensoativo (NP-100) e óleo de pinho no volume de filtrado e espessura do reboco de fluidos de perfuração microemulsionados.

2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Construir o diagrama ternário da microemulsão composta de NP-100, água-glicerina (1:1) e óleo de pinho;
- Realizar o planejamento fatorial $2^k + 4$ pontos centrais + configuração estrela (DCCR), buscando verificar a influência das variáveis de concentração (óleo de pinho e tensoativo) nas propriedades dos fluidos de perfuração;
- Aditivar a microemulsão para elaboração de fluidos de perfuração;
- Realizar testes reológicos dos fluidos de perfuração, testes de volume de filtrado e determinar a massa específica dos fluidos formulados;
- Analisar o reboco formado e determinar a permeabilidade para as concentrações de tensoativo e óleo de pinho estudadas.

3. ESTADO DA ARTE

Em 2010, Oyler et al. criaram um fluido de perfuração à base de óleo diesel que não é dependente de argilas organofílicas para obter a suspensão de cascalhos e outros sólidos. O fluido compreende uma combinação sinérgica de uma base diesel de emulsão invertida e um ou mais aditivos para controle de perda de fluido, com favorecimento das propriedades reológicas. A invenção permitiu que o fluido de perfuração se comportasse como um gel frágil, permitindo excelentes propriedades de suspensão. Além disso, o fluido se mostrou promissor em perfurações offshore, pois além de apresentarem uma excelente formação de reboco e estabilidade de poço, ainda possuem uma tolerância a altas temperaturas. A patente foi registrada no banco de dados norte americano como US 7,696,131 B2.

Em 2014, Dantas et al. publicaram um artigo para retratar a influência de determinados aditivos no controle da perda de fluido. Os autores utilizaram como aditivos o amido, carboximetilcelulose de alta viscosidade (HV-CMC) e calcita e observaram as propriedades reológicas e de filtração que estes aditivos proporcionavam ao fluido de perfuração composto por citrato de potássio. Foi variada a concentração dos três aditivos e constatou-se que o amido e o HV-CMC influenciavam nas propriedades reológicas dos fluidos de perfuração estudados e nas propriedades de filtração. Os melhores resultados foram obtidos com altas concentrações dos aditivos. A performance da perfuração e a perda de fluido estão diretamente ligadas à formação do reboco. Se o reboco formado apresentar baixa permeabilidade, então a perda de fluido será mínima. Logo, os aditivos tiveram impacto positivo.

A relação entre a cimentação dos poços e a formação do reboco foi bem explorada e estudada, em 2016, por Hao et al. Um agente especial e eficaz de solidificação do reboco, denominado MCSAs (mud cake solidification agents), foi desenvolvido neste trabalho com a finalidade de atuar junto com o fluido na operação de cimentação do poço. Os autores avaliaram os efeitos dos MCSAs na alteração física e química do reboco e fornecimento de uma nova visão sobre a microestrutura da interface entre o cimento e o reboco. Foi investigado a interação do cimento e MCSAs através do lixiviado de cimento (CL) para explorar a reação do produto. A análise demonstrou que os MCSAs melhoraram a ligação entre o cimento e o reboco formado na parede do poço. O teste de resistência ao cisalhamento mostrou que a aplicação de MCSAs ao fluido melhorou a resistência na interface do cimento, concluindo que a utilização desses agentes favoreceu a cimentação do poço.

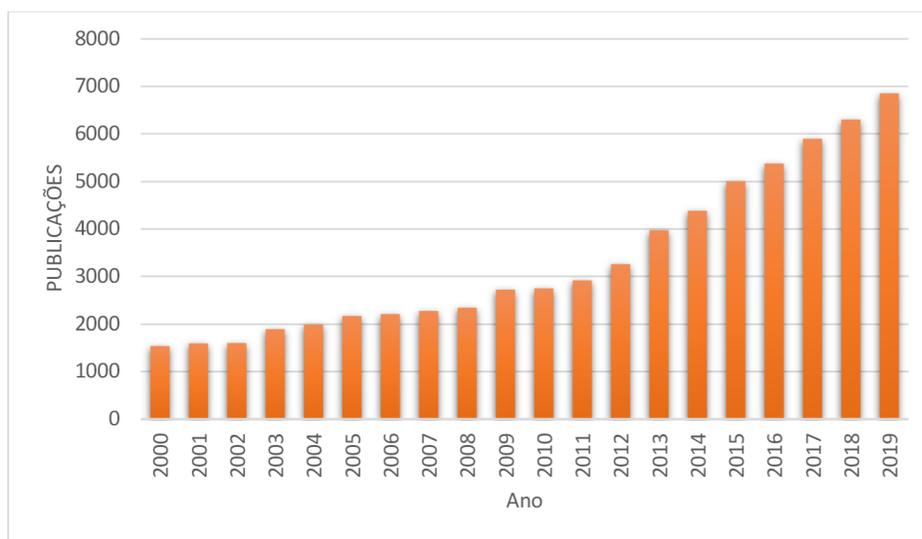
Jain e Mahto em 2017, trabalharam com o copolímero sintético de poliacrilamida/cloreto de goma enxertada com cloreto de dimetil amônio dialisado na formulação do novo sistema de fluido de perfuração à base de água (WBDMS) para formações de xisto problemáticas. A formação de xisto tem consistência de argila reativa mineral do grupo esmectita como a montmorilonita e podem levar a sérios problemas de instabilidade do poço com fluidos convencionais de perfuração à base de água. Problemas comuns em formações de xisto como alargamento de orifícios, colagem de tubos, torque alto e arraste, etc. podem aumentar o custo e o tempo de perfuração. Os autores desenvolveram um fluido de perfuração à base de água aditivando-o com o copolímero e analisou os parâmetros reológicos e as propriedades de filtração e perda de fluido. Foi constatado que as propriedades de estabilização do xisto foram superiores aos aditivos convencionais utilizados. Além disso, foi evidenciado a baixa magnitude de interação fluido-rocha e a baixa reatividade com a amostra central durante estudos de fluxo. Assim, foi concluído que o copolímero desenvolvido pode ser utilizado como um aditivo na formulação de sistemas de fluido à base de água personalizados para formações reativas de xisto.

Em 2019, Numkam e Akbari utilizaram tensoativos não-iônicos em fluidos de perfuração à base óleo para avaliar a ocorrência da inversão de fases nos fluidos de perfuração, assim como as mudanças resultantes em sua reologia. Foi variada a temperatura para avaliar o comportamento do fluido e as mudanças em suas propriedades. Amostras de fluidos de perfuração base óleo e base água foram preparados utilizando tensoativos iônicos e não-iônicos. A inversão de fase dos fluidos base água foi observada para a faixa de condições (0-90°C) em que a inversão foi estabilizada por tensoativos não-iônicos de éter oleílico polioxietileno. Foi constatado diferenças no comportamento do fluxo e na viscosidade aparente das amostras, como resultado da inversão de um tipo de fluido para outro. Os resultados ressaltaram a importância de avaliar o potencial da aplicação de tensoativos não-iônicos para induzir a inversão de fase em fluidos de perfuração utilizados em operações offshore.

3.1. ANÁLISE DE PUBLICAÇÕES

As pesquisas sobre fluidos de perfuração vêm aumentando, gradativamente, nos últimos dez anos. Isto evidencia que, a busca por novas tecnologias e aprimoramento dos fluidos está sendo uma prioridade nesta área. Os principais elementos que se pode identificar nas pesquisas recentes remetem aos aditivos que compõem os fluidos de perfuração, sendo a argila o principal componente recorrente nas pesquisas. Observou-se, também, um crescente interesse na área de nanotecnologia que envolve os fluidos de perfuração. A Figura 1 apresenta a evolução do número de publicações na área de fluidos de perfuração, das últimas duas décadas.

Figura 1 – Evolução das publicações na área de fluidos de perfuração

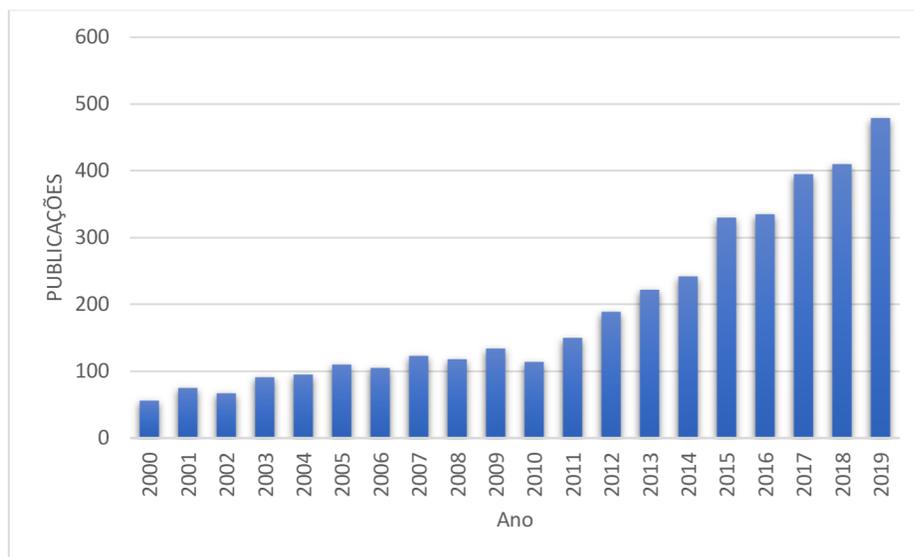


Fonte: Science Direct

Em 2020, percebe-se um grande número de publicações antes de se encerrar o primeiro semestre. Portanto, ainda será possível constatar um crescimento até o final do ano.

Ao se trabalhar, especificamente com tensoativos, dentro da área de fluidos de perfuração, o número total de publicações se mostra significativamente menor em relação ao apresentado na Figura 1. No entanto, também é possível constatar um aumento gradativo ao longo dos anos, conforme apresentado na Figura 2. Nota-se que, na primeira década, havia uma estabilidade maior acerca do número total de publicações, mantendo-se o índice praticamente constante. A partir do ano de 2010, o aumento gradativo tornou-se mais evidente.

Figura 2 – Evolução das publicações sobre tensoativos na área de fluidos de perfuração



Fonte: Science Direct

Esse aumento gradativo se deve, principalmente, ao aumento da preocupação com os impactos ambientais, conforme constatado em grande parcela dos artigos, cuja justificativa se estende aos parâmetros de uma legislação cada vez mais rigorosa.

O estudo do uso de microemulsões na formulação de fluidos de perfuração apresenta-se como uma área nova e promissora. Diferente das quantidades apresentadas nas Figuras 1 e 2, as publicações sobre essa temática possui pouco mais de 500 publicações durante as duas últimas décadas. Essa área tem sido mais investigada a partir do ano de 2010 e seus resultados têm sido promissores em termos de volume de filtrado. Além disso, os fluidos de perfuração formulados com determinadas microemulsões são menos agressivos ao meio ambiente e apresentam um custo reduzido.

4. ASPECTOS TEÓRICOS

4.1. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração podem ser definidos como sistemas multifásicos, podendo conter água, sais dissolvidos, materiais orgânicos e sólidos em suspensão em proporções diversas. Esses fluidos são considerados primordiais para a realização das atividades de perfuração de um poço, pois desempenham uma série de funções indispensáveis e essenciais (DRILLING, 1997).

A primeira função conhecida em um fluido de perfuração era sua atuação como vetor de remoção dos materiais (detritos) gerados durante a perfuração de poços. Atualmente, sabe-se que os fluidos de perfuração exercem outras funcionalidades como: resfriamento e lubrificação da broca; limpeza do fundo do poço dos detritos provenientes da atividade de perfuração; estabilização das pressões de subsuperfície; avaliação da formação geológica; redução do atrito entre a haste de perfuração e as paredes do poço; formação do reboco que pode ser definido como um filme tão impermeável quanto possível nas paredes do poço, prevenindo, assim, processos de filtração, além de inibir o inchamento de argilas hidratáveis da formação. O desempenho destas funções está atribuído diretamente às propriedades físicas e químicas dos fluidos, ou seja, viscosidade, consistência de gel, controle de filtrado e reboco (THOMAS, 2004).

4.1.1. Propriedades

Os fluidos de perfuração podem ser classificados de acordo com os estudos das propriedades químicas e físicas que apresentam. Dentre as principais propriedades na classificação dos fluidos de perfuração, destacam-se: viscosidade, comportamento de fluxo, peso, controle de perda de fluido e reatividade. Além disso, as características específicas, dentro de cada item, devem ser igualmente abordadas: a densidade, no caso do peso; a viscosidade, parâmetros reológicos e força gel, no caso de comportamento de fluxo; e os parâmetros de filtração, no caso de controle de perda de fluidos e teor de sólidos. (GUIMARÃES e ROSSI, 2007).

Os estudos dos parâmetros reológicos auxiliam, principalmente, na determinação da velocidade em que os cascalhos são transportados e no cálculo de perda de carga, fenômeno que ocorre na tubulação. As forças géis, por exemplo, indicam, em um fluido de perfuração, o

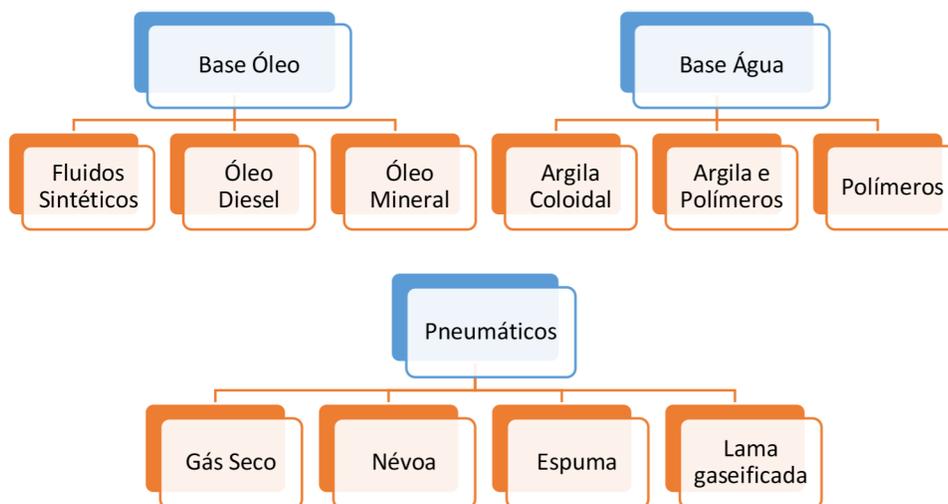
grau de gelificação, que fornece os dados de resistência de um fluido, depois de um período de repouso, para o reinício de seu escoamento. Esses dados são indispensáveis durante as atividades de perfuração.

Outros parâmetros têm grande relevância e devem ser levados em consideração. Os dados de pH ajudam no recolhimento de informações sobre o quanto um fluido de perfuração pode ser capaz de corroer os equipamentos. O teor de sólidos pode aumentar significativamente a probabilidade de fraturas em formações rochosas e ocasionar danos nos equipamentos da perfuração, além disso, em grandes quantidades, esse parâmetro pode influenciar na viscosidade, densidade e as forças geís dos fluidos de perfuração, alterando significativamente as propriedades. (GUIMARÃES e ROSSI, 2007).

4.1.2. Classificação

Para fins de organização, divide-se os fluidos de perfuração em três grupos ou classes: fluidos base água, fluidos base óleo e fluidos pneumáticos (ar), conforme esquematizado na Figura 3.

Figura 3 - Classificação dos Fluidos de Perfuração

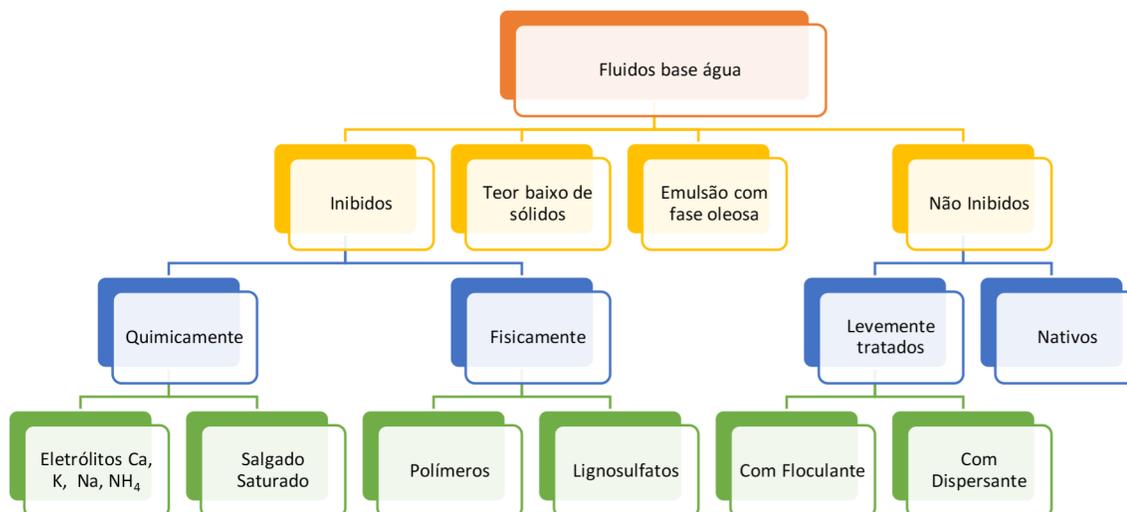


Fonte: Adaptado de Thomas (2004)

a-) Os fluidos base água são constituídos por água pura, podendo ou não ter aditivos salinos. Para esses fluidos, a água atua como agente dispersante dos materiais coloidais. Esses fluidos ainda são subdivididos em não inibidos (ausência de tratamento químico nos fluidos), inibidos (realização de tratamento físico-químico) e, ainda, fluidos que são emulsionados com

uma fase oleosa e apresentam um baixo teor de materiais sólidos. As divisões são fatores que garantem a melhoria no desempenho dos fluidos, pois, a depender da formação e das camadas superficiais, faz-se necessário trabalhar com diferentes tipos de fluidos (THOMAS, 2004). A Figura 4 apresenta os fluidos de perfuração base água com suas respectivas subdivisões.

Figura 4 - Esquemática das subdivisões de fluidos de perfuração base água



Fonte: Adaptado de Thomas (2004)

b-) Os fluidos base gás ou fluidos base ar, como também são chamados, não são frequentemente aplicados, seu uso é restrito para extensões com grandes perdas de circulação e um declínio visível na pressão de formação. (CAENN, et al., 2017).

c-) Os fluidos base óleo são fluidos em que se considerada o uso de emulsões inversas. Esses fluidos ainda podem ser divididos em três subgrupos.

O grupo I compreende o óleo diesel e os óleos minerais. Esses fluidos podem ser emulsões inversas do tipo água em óleo, com uma concentração aquosa inferior a 10%, ou emulsões em que o percentual de água tenha uma variação maior. O principal atributo desses fluidos é a capacidade de estabilização e manutenção dos poços devido, principalmente, à formação de uma membrana fina e de baixa permeabilidade.

O grupo II é composto, em maior parte, pelo óleo diesel. Os fluidos de perfuração neste grupo são submetidos a processos de separação como, por exemplo, a destilação. Os objetivos desses procedimentos estão ligados ao controle da proporção de hidrocarbonetos, de tal forma

que seu balanço total será reduzido. Por isso, este grupo de fluidos vai apresentar uma toxicidade ligeiramente menor que o grupo I.

O grupo III compreende os fluidos de perfuração de base sintética como principais componentes. Os fluidos desse subgrupo devem apresentar desempenho similar aos fluidos de perfuração de base oleosa, além de promover uma minimização efetiva nos impactos negativos ao meio ambiente, resultando, assim, em fluidos mais biodegradáveis e de baixa toxicidade (THOMAS, 2004; CAENN, et al., 1995).

4.1.3. Aditivação

Aditivos são usados na preparação de fluidos de perfuração com o objetivo de agregar características essenciais em suas propriedades, permitindo uma perfuração prática de acordo com o tipo de poço. Os aditivos são responsáveis pelas diferentes funções que são anexadas aos fluidos de perfuração, podendo-se destacar o controle nas propriedades reológicas, no escoamento, nas forças géis e nas propriedades de filtração. Os aditivos devem ser adicionados em proporções ideais para que promovam ao fluido de perfuração uma grande capacidade de remoção dos cascalhos provenientes da atividade de perfuração e uma excelente estabilidade nas paredes do poço (THOMAS, 2004; GUIMARÃES E ROSSI, 2007).

Dentro os aditivos que são frequentemente empregados na atividade de perfuração, destacam-se os tensoativos, polímeros, sais e argilas. Os aditivos salinos são excelentes para inibir formações consideradas ativas, isto é, formações que podem interagir com o fluido de perfuração e favorecer um escoamento indesejável. A partir da aditivação dos sais, os riscos de invasão para formação são diminuídos consideravelmente. Dentre os sais que são mais utilizados, destacam-se o cloreto de sódio (NaCl), cloreto de potássio (KCl) e cloreto de cálcio (CaCl₂).

O Quadro 1 apresenta, de modo geral, os aditivos usados na atividade de perfuração e suas principais funções.

Quadro 1 - Aditivos com suas respectivas funções em fluidos de perfuração

Aditivos	Funções	Referências
Lignossulfatos, taninos, lignitos e fosfatos	<ul style="list-style-type: none"> • Dispersante • Inibidor físico 	Machado e Oliveira (1986)
Baritina	<ul style="list-style-type: none"> • Adensante (controla a densidade) 	Baltar e Luz (2012)

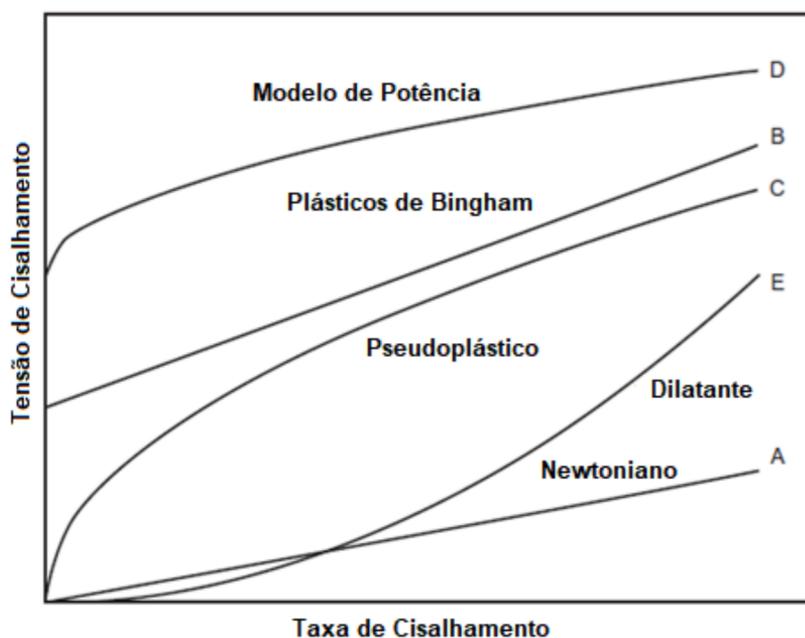
Soda cáustica, potassa cáustica e cal hidratada	<ul style="list-style-type: none"> • Alcalinizadores • Controle efetivo de pH • Floculante 	Guimarães e Rossi (2007)
Tensoativos	<ul style="list-style-type: none"> • Emulsificador • Reduz a tensão superficial 	Numkan e Akbari (2019)
Paraformaldeído, Organoclorados, Cal e Soda Cáustica	<ul style="list-style-type: none"> • Bactericidas 	Guimarães e Rossi (2007)

Fonte: O Autor

4.1.4. Reologia

As equações que relacionam o comportamento do fluido e suas características são chamadas de curvas de fluxo e podem ser classificadas baseadas em alguns modelos matemáticos como: o newtoniano, o plástico Bingham, a lei de potência, a lei de potência com tensão de escoamento e o dilatante. Apenas os quatro primeiros têm interesse na tecnologia de fluidos de perfuração e completação. Os modelos de fluxo são, geralmente, visualizados por meio de curvas de consistência, que são gráficos de tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento (CAENN et al., 2017). A Figura 5 apresenta as curvas de consistência para alguns dos modelos de fluxo.

Figura 5 – Modelos de Fluxo



Fonte: Caenn (2017)

A Lei de Newton para viscosidade afirma que a viscosidade do fluido é a constante de proporcionalidade que relaciona a tensão de cisalhamento e o gradiente de velocidade local, sendo esta uma relação linear. (BENNET E MEYERS, 1978). A Equação (1) expressa a Lei de Newton da Viscosidade.

$$\tau_{yx} = -\mu \frac{du_x}{dy} \quad (1)$$

Em que,

τ_{yx} é a tensão de cisalhamento, em Kg/m.s²;

$\frac{du_x}{dy}$ é a taxa de cisalhamento, em s⁻¹;

μ é a viscosidade, em Pa.s;

Os fluidos de perfuração possuem comportamento que varia de acordo com a composição do fluido, portanto, estes fluidos não se comportam conforme a lei de Newton, sendo considerados não newtonianos. Logo, para classificar o fluido, a curva de consistência é plotada e procura-se um modelo matemático de melhor ajuste (DARLEY E GRAY, 1988).

Modelos de fluidos não-newtonianos são apresentados na literatura (BRUNETTI, 2007). Dentre eles, destacam-se os modelos de Bingham, de Ostwald de Waale e o de Herschel-Bulkley.

Modelo de Bingham

Os fluidos plásticos foram reconhecidos pela primeira vez por Bingham em 1922 e, portanto, são chamados de plásticos de Bingham. De acordo com Caenn (2017), eles se distinguem dos fluidos newtonianos, pois exigem uma tensão finita para iniciar o fluxo. O modelo de Bingham é dado pela equação abaixo:

$$\tau - \tau_0 = -\mu_p \frac{dv}{dr} \quad (2)$$

Em que,

τ_0 é a tensão necessária para iniciar o fluxo (tensão de escoamento), em Kg/m.s²;

μ_p é a viscosidade plástica, definida como a tensão de cisalhamento superior à tensão de escoamento que induzirá a taxa unitária de cisalhamento, em Pa.s.

Ainda de acordo com Caenn, a resistência total ao cisalhamento de um plástico Bingham pode ser expressa em termos de uma viscosidade efetiva, a uma taxa específica de cisalhamento. A viscosidade efetiva é definida como a viscosidade de um fluido newtoniano que exibe a mesma tensão de cisalhamento na mesma taxa de cisalhamento. Assim, a viscosidade efetiva pode ser considerada como compreendendo dois componentes: viscosidade plástica, que corresponde à viscosidade de um fluido newtoniano, e viscosidade estrutural, que representa a resistência ao cisalhamento causada pela tendência das partículas de construir uma estrutura. A curva de consistência para fluidos que seguem este modelo forma uma proporção decrescente da resistência total ao cisalhamento à medida que a taxa de cisalhamento aumenta, de modo que a viscosidade efetiva diminui com o aumento da taxa de cisalhamento.

Modelo de Ostwald de Waale

O modelo de Ostwald de Waale, ou modelo de potência, requer dois parâmetros para caracterização do fluido. Esse modelo pode ser usado para representar fluidos pseudoplásticos ($n < 1$) ou um fluido dilatante ($n > 1$). A equação (3) representa o modelo de potência, embora possua a restrição de uso para escoamento laminar (MACHADO, 2002).

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (3)$$

Em que:

K é o índice de consistência (Pa. sⁿ)

$\dot{\gamma}$ é a taxa de cisalhamento (1/s)

Essa equação não se aplica para qualquer fluido, nem a todo intervalo de taxa de cisalhamento. O índice de consistência, K, indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento. Quanto maior o valor de K, mais viscoso é o fluido. Um alto valor de K indica que o fluido tem uma maior facilidade para arrastar os cascalhos do fundo do poço para a superfície durante sua utilização dentro do poço (MACHADO, 2002).

O índice de comportamento ou de fluxo, n, indica, fisicamente, o afastamento do fluido do modelo newtoniano. Quando $n < 1$, tem-se um fluido pseudoplásticos; e quando $n > 1$, tem-se um fluido dilatante. Os fluidos pseudoplásticos apresentam redução na viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento, o que é interessante para o fluido de perfuração, uma vez que viscosidades mais baixas implicam em menores valores de perda de carga no poço (MACHADO, 2002).

Modelo de Herschel-Bulkley

O modelo de Herschel-Bulkley descreve fluidos com tensão limite de escoamento. São fluidos estruturados, que tem estrutura muito forte quando abaixo da tensão limite de escoamento, com viscosidade muito elevada. Ao atingir a tensão limite de escoamento, a estrutura do fluido se quebra, causando uma queda brusca nos níveis de viscosidade (COSTA et al., 2017). A equação (4) é uma modificação da equação (3), pois se adiciona o parâmetro τ_0 , representando o limite de escoamento real (MACHADO, 2002).

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n + \tau_0 \quad (4)$$

O modelo também é conhecido como fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado e tem três parâmetros reológicos a serem levados em consideração. Materiais típicos que exibem limite de escoamento real são dispersões de argila com polímeros, empregados amplamente na indústria do petróleo como fluidos de perfuração (MACHADO, 2002).

4.1.5. Volume de filtrado e reboco

Uma das características importantes de um fluido de perfuração é a filtrabilidade. O fluido de perfuração pode ser filtrado através nas paredes do poço, durante a perfuração de petróleo e gás. Esse processo é chamado de *perdas de filtração* e causa um aumento no custo de construção do poço. Além disso, a perda de filtração do fluido de perfuração é uma das principais razões da formação de trincas e instabilidade do poço. É por isso que, diferentes métodos se aplicam ao endurecimento das paredes do poço. Vários materiais dispersivos são geralmente usados como agentes de enchimento que podem penetrar na formação e selá-la (MINAKOV et al., 2019).

Durante a perfuração profunda de poços de petróleo e gás de alta pressão, muitas vezes é adicionada alta concentração de material de pesagem à mistura de fluido de perfuração para suprimir e controlar a pressão no fundo do poço, aumentando a densidade do fluido de perfuração. O fluido de perfuração de alta densidade pode impedir uma entrada não programada de fluido de formação no poço exercendo uma pressão hidrostática considerável sobre a formação, especialmente em poços profundos.

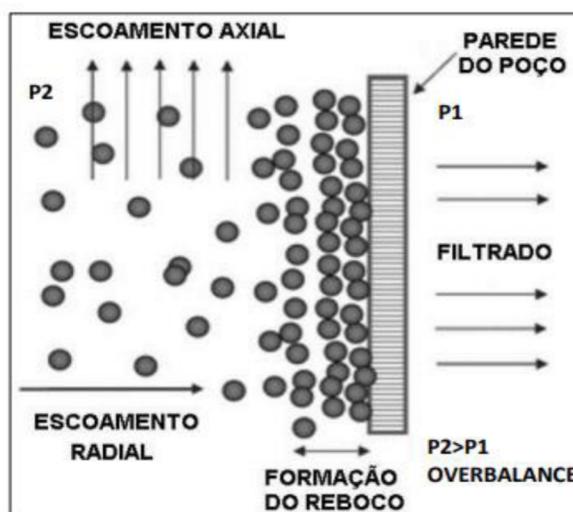
Nesses casos, ocorre uma condição de perfuração desbalanceada, em que a pressão hidrostática do fluido de perfuração é maior que a pressão da formação sendo perfurada. Em uma condição de perfuração desbalanceada com um gradiente de pressão substancial, partículas

finas podem invadir a formação e obstruir a garganta dos poros da rocha. O entupimento das gargantas dos poros pode reduzir significativamente a produtividade do poço.

Com isso, é desejável que o fluido de perfuração forme uma camada fina e impermeável que reduza a quantidade de fluido de perfuração que entra na formação. Uma função essencial dessa camada, denominada reboco, é o fornecimento de excelentes propriedades de vedação que minimizam a permeação do fluido e dos sólidos de perfuração na formação, além de suportar uma alta pressão diferencial de desbalanceamento (BAGERI et al., 2020).

O reboco é uma camada de baixa permeabilidade formada nas paredes porosas de um poço de perfuração e se dar a partir do processo de filtração. Os sólidos em suspensão, dispersos no fluido, se agregam às paredes do poço à medida que a fase contínua penetra neste meio. A espessura do reboco é proporcional ao filtrado e a quantidade de sólidos em suspensão. A Figura 6 apresenta um esquema da formação do reboco na filtração cruzada ou dinâmica. Em que, P_1 representa a pressão externa às paredes do poço, ou pressão da formação, e P_2 representa a pressão no interior do poço.

Figura 6 - Formação do reboco em filtração cruzada ou dinâmica



Fonte: Abas (2018)

Com o crescimento e avanço do reboco nas paredes do poço, o fluxo do fluido de perfuração para a formação passa a ser regido pela permeabilidade da camada de sólidos depositada. A falta de circulação do fluido evidencia que a camada de reboco cresceu expressivamente, de tal forma que a taxa de filtração apresentará uma proporcionalidade em relação ao tempo, se dando a partir de sua raiz quadrada. No caso em que o fluido se encontra

em circulação, a espessura do reboco se limita e a velocidade do volume de filtrado se torna proporcional ao tempo, dessa forma há um equilíbrio entre a tensão de cisalhamento proveniente do fluido e a resistência de cisalhamento do reboco (MARTINS, 2013).

Em termos das propriedades de fluidos de perfuração relacionados a filtração, torna-se evidente a importância que o reboco exerce nas paredes do poço, pois sua formação efetiva minimiza os riscos de dano na formação e a invasão de fluidos. Além disso, a taxa de filtração se torna independente da pressão nas paredes do poço. (MARTINS, 2013).

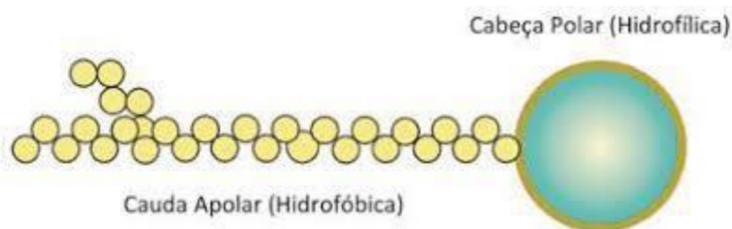
Os aditivos em fluidos de perfuração, por sua vez, podem conferir propriedades que auxiliam em uma formação eficiente do reboco, de modo que a perda de fluido e o dano à formação sejam minimizados, sendo os tensoativos substâncias capazes de favorecer essa formação pela redução da tensão superficial entre as superfícies (FARIAS et al., 2005). Segundo Thomas (2004), a formação do reboco é imprescindível para se obter sucesso na atividade de perfuração e complementação do poço.

4.2.TENSOATIVOS

Tensoativos são substâncias anfífilas, orgânicas ou ainda organometálicas que quando estão em solução, observa-se a formação de micelas ou colóides. Tensoativos também podem ser denominados de surfactantes, palavra de origem inglesa “surface-active-agents” que significa “agentes de superfície ativa”. As moléculas de tensoativo receberam este nome devido, exclusivamente, à atividade de sua superfície em regiões interfásicas. (MANIASSO, 2001).

“Tensoativo é um tipo de molécula que apresenta uma parte com característica apolar ligada a uma outra parte com característica polar. Dessa forma, esse tipo de molécula é polar e apolar ao mesmo tempo” (DALVIN, 2011, p.11). Na representação dos tensoativos, normalmente, se utiliza uma figura com uma barra e um círculo. A barra representa a parte da molécula solúvel em óleo, gorduras e hidrocarbonetos, portanto, apolar. Já o círculo representa a parte solúvel em água, polar. A figura 7 representa uma molécula de tensoativo com as partes polar e apolar.

Figura 7 - Representação esquemática de uma molécula de tensoativo



Fonte: Daltin (2011)

Na Figura 7 pode-se observar o formato de uma cauda na molécula, representando a parte apolar e hidrofóbica. De acordo com Daltin (2011) “a parte apolar de um tensoativo, normalmente, tem origem em uma cadeia carbônica, linear, ramificada ou com partes cíclicas, pois os carbonos dessa cadeia, apesar de serem mais eletronegativos que os átomos de hidrogênio, não formam polos de concentração de carga eletrostática”.

Ainda segundo Daltin (2011): “A parte polar deve ser formada por alguns átomos que apresentem concentração de carga, com formação de um polo negativo ou positivo. Essa parte polar é responsável pela solubilidade da molécula em água, pois as cargas negativas ou positivas apresentam atração eletrostática pelas moléculas de água vizinhas”. Pode-se afirmar, então, que a solubilidade de um tensoativo em água está relacionado com as cargas que esse apresenta.

Os tensoativos são, frequentemente, nomeados com relação a sua aplicação tecnológica. É comum sua utilização em fluidos de perfuração como aditivos que atuam na emulsificação e ainda podem desempenhar papéis como: umectantes, espumantes, desespumantes, reduzindo a hidratação nas superfícies argilosas (inibidor) (SILVA, 2005).

4.2.1. Classificação

Os tensoativos, segundo Daltin (2011), podem ser classificados em quatro grupos:

Tensoativos aniônicos: Neste grupo de tensoativos é possível verificar a maior variedade nas classes, além de um amplo uso industrial. Podem-se citar os sabonetes, detergentes, sabões e shampoos como exemplos de tensoativos desse grupo. Esse grupo de tensoativos apresenta uma grande sensibilidade à água com altas concentrações de sais, principalmente, cálcio e magnésio, já que pode ocorrer uma neutralização e precipitação do tensoativo.

Tensoativos catiônicos: Neste grupo de tensoativos não há uma variedade significativa, isto é, são poucos os tensoativos que compreendem este grupo. Geralmente, os tensoativos catiônicos que se encontram disponíveis, estão baseados e formulados a partir do nitrogênio quaternário. Em relação ao meio ambiente, estes tensoativos não são muito atrativos devido à sua alta toxicidade, especialmente em ambientes aquáticos. Suas propriedades físico-químicas são fortemente afetadas com por eletrólitos em solução. Este grupo de tensoativo tem como particularidade a forte aderência às superfícies sólidas.

Tensoativos não iônicos: Este grupo de tensoativos é o segundo mais numeroso, atrás apenas dos tensoativos aniônicos. Apresentam compatibilidade com todos os demais grupos de tensoativos. Em relação aos aniônicos, possuem a vantagem de não ter uma sensibilidade significativa em água com alta concentração de sais. Além disso, suas propriedades físico-químicas não sofrem alterações quando submetidos à presença de eletrólitos, em contrapartida, a temperatura é um fator chave que influencia fortemente todas as outras propriedades nesse grupo de tensoativos, principalmente, sua solubilidade em água.

Tensoativos anfóteros e zwitteriônicos: Este grupo de tensoativo apresenta uma desvantagem em custo-benefício e, portanto, acabam sendo pouco utilizados. São tensoativos versáteis, isto é, apresentam comportamento tanto de um tensoativo aniônico quanto de um catiônico. O pH é o fator que proporciona uma mudança de comportamento nas moléculas. Os tensoativos zwitteriônicos são bem específicos em relação a faixa do pH. Assim como os não iônicos, este grupo apresenta compatibilidade com os demais.

4.2.2. Concentração Micelar Crítica

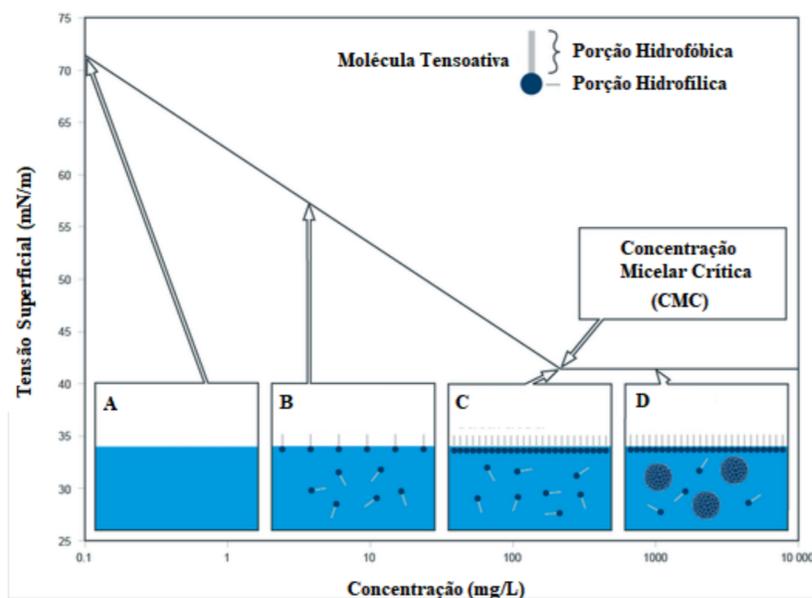
Em um determinado solvente, pode-se chegar num limite de saturação à medida que se adiciona tensoativo. Este limite pode ser observado na interface da solução e desta forma um valor limite é estipulado. Quando a saturação é alcançada, as moléculas se tornam incapazes de continuar o processo de adsorção e, em consequência, se inicia a formação de agregados de moléculas que são denominadas micelas (NOME et al., 1982).

Quando se inicia a formação de micelas, numa temperatura específica, a concentração que inicia esta saturação é denominada, na literatura, de concentração micelar crítica (c. m. c.). Todo tensoativo possui características distintas que são dependentes da temperatura, do meio em que estão inseridos e das impurezas presentes. (NOME et al., 1982; DALTIM, 2011). Ao se trabalhar com tensoativos, é preciso estimar a (c.m.c), pois, este parâmetro indica a eficiência de um tensoativo em sua aplicação prática. Quanto maior a quantidade de micelas em solução,

melhores os resultados finais de quaisquer processos com a utilização de tensoativos. (SANTOS et al., 2007).

A Figura 8 apresenta o esquema do comportamento do tensoativo e sua concentração micelar crítica.

Figura 8 - Esquema do comportamento do tensoativo e concentração micelar crítica



Fonte: Adaptado de Daltin (2011)

Observa-se, na Figura 8, que à medida que se adiciona tensoativo à água tende a ocorrer a saturação das interfaces, situações observadas em B e C. Quando se alcança a c.m.c, o meio é saturado e se inicia o processo de micelização, conforme visto em D. A micela do tipo direta é a configuração observada das moléculas do tensoativo em que uma maior estabilização é congruente à solução, estando as cadeias hidrofóbicas rearranjadas e a seção hidrofílica das moléculas orientada para a água.

4.2.3. Nonilfenóis etoxilados e o balanço hidrofílico-lipofílico (BHL)

Os nonilfenóis etoxilados funcionam como eficientes surfactantes e são tensoativos não-iônicos, de baixo valor econômico. Apresentam em suas moléculas uma extremidade solúvel em água (hidrofílica), referente ao óxido de etileno, e outra extremidade não solúvel em água (hidrofóbica), proveniente da cadeia carbônica. Essa propriedade garante, portanto, a interação desses compostos tanto com substâncias polares (água) quanto com substâncias apolares (óleos, graxas e sujeira), podendo agir como eficientes agentes emulsificantes (DALTIM, 2011). Além disso, os nonilfenóis etoxilados variam de acordo com o grau de

etoxilação, pois quanto maior a proporção dos óxidos de etileno na reação, maior a sua característica hidrofílica, alterando assim as suas propriedades, como a solubilidade e a detergência (GAO et al., 2017; DALTIM, 2011).

Os nonilfenóis etoxilados apresentam a seguinte fórmula genérica: $C_9H_{19}-C_6H_6(-O-CH_2-CH_2-)_n-H$. O grau de etoxilação (EO) está ligado diretamente ao número de unidades “n” de óxido de etileno que está presente na cadeia da molécula. A temperatura é um parâmetro muito significativo em relação ao comportamento dessas moléculas de tensoativo numa solução aquosa, pois à medida que a temperatura aumenta, a capacidade de solubilidade vai diminuindo. (TEIXEIRA NETO et al., 2009).

Em um sistema, a molécula de tensoativo pode ser direcionada entre as fases aquosa e oleosa a partir dos balanços hidrofóbico e hidrofílico dos seus componentes. Este balanço determina as propriedades de afinidade de um tensoativo, proporcionando uma aplicação mais adequada. A classificação de BHL é um método prático que determina as características do tensoativo não-iônico. Nessa classificação, os dados de BHL para os tensoativos se encontram numa faixa entre zero a vinte. Quando os valores de BHL são elevados, há uma indicação de que a solubilização em água é expressiva. Por outro lado, valores baixos expõem uma maior afinidade com a fase oleosa, denominada lipofilicidade. Esse parâmetro é fundamental em tensoativos não iônicos e etoxilados, pois, o grau de etoxilação indica um alto, médio ou baixo BHL. Quanto maior o grau de etoxilação, maior a solubilização em água e, em consequência, a lipofilicidade é diminuída (MELO, 2012).

A Tabela 1 apresenta o grau de etoxilação, o BHL e o peso molecular de quatro diferentes tensoativos do tipo nonilfenol etoxilado, dentre eles se encontra o NP-100, cujo tensoativo é utilizado na elaboração dos fluidos de perfuração desta dissertação.

Tabela 1 - Tensoativos nonilfenóis etoxilados (grau de etoxilação, BHL e massa molar)

Tensoativo	Grau de Etoxilação	BHL	Massa Molar $g. mol^{-1}$
Ultranex NP 50	5	10	441
Ultranex NP 100	10	13	661
Ultranex NP 500	50	18	2423
Ultranex NP 1000	100	19	4625

Fonte: Teixeira Neto et al. (2019)

4.3.MICROEMULSÕES

Silva et al. (2015) definiu as microemulsões (ME's) como “sistemas termodinamicamente estáveis, opticamente transparentes, isotrópicos e de baixa viscosidade, constituídos por gotículas de tamanho nanométrico dispersas em uma fase contínua de um solvente imiscível com a fase dispersa”. Esses sistemas são formados por uma fase aquosa, uma fase oleosa, um tensoativo e, algumas vezes, um álcool de cadeia média que atua como cotensoativo.

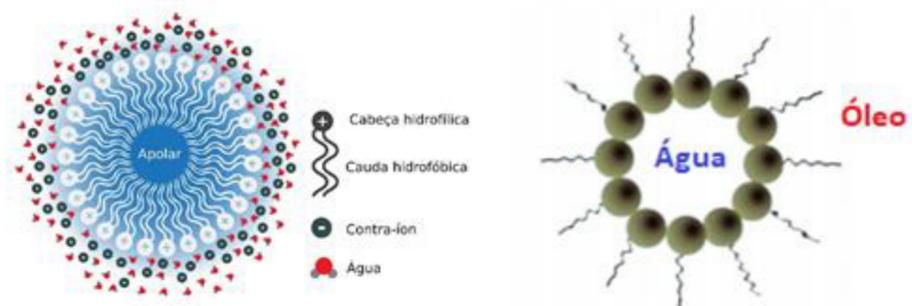
Alguns estudos apontam que microemulsões podem ser preparadas com a ausência de tensoativos, pois a fase oleosa será composta por moléculas que apresentam propriedades de surfactantes, portanto, desempenhará dupla função (OLIVEIRA et al., 2004). Nos últimos anos, as microemulsões tem atraído estudiosos cada vez mais devido ao grande poder de solubilização que esses sistemas apresentam. Além disso, a baixa tensão superficial é uma característica marcante que favorece uma micromistura efetiva das fases aquosa e oleosa e, em consequência, ocorre a dissolução dos componentes polares, apolares e iônicos. As soluções micelares apresentam propriedades de solubilização semelhantes às microemulsões, no entanto, as microemulsões vão fornecer uma solubilização dos componentes hidrofóbicos e hidrofílicos de forma simultânea e, com isso, as microemulsões se tornam muito mais atrativas e viáveis. (SILVA et al., 2015)

Hoar e Schulman (1943) descreveu as ME's como “sistemas transparentes formados, espontaneamente, quando óleo e água eram misturados com quantidades relativamente grandes de tensoativo iônico misturado a um álcool de cadeia média”. Schulman, no entanto, introduziu o termo microemulsão apenas em 1959.

De acordo com Rossi et al. (2007), “sistemas microemulsionados (SME), em função da sua composição química, apresentam uma grande diversidade estrutural e são constituídos de microgotículas dispersas e dinâmicas”. Essas microgotículas, geralmente, apresentam diâmetro que varia entre 5-100 nm. Além disso, uma configuração membranosa envolve as microgotículas, isto ocorre porque há formação de uma camada mononuclear composta de moléculas anfílicas. As microemulsões podem ser ditas como diretas ou inversas. Na configuração direta, também denominada óleo em água (O/A), o sistema possui uma fase aquosa em abundância (Figura 9a). Já na configuração inversa o sistema é rico em óleo (Figura 9b) e afirma-se que é do tipo água em óleo (A/O). Em ambas configurações, as moléculas de tensoativo possuem comportamento semelhante, isto é, a parte polar correspondente a cabeça

estará voltado para a fase aquosa e a parte apolar correspondente a cauda estará voltada para a fase oleosa.

Figura 9 - a-) Microemulsão Direta. b-) Microemulsão Inversa



Fonte: Adaptado pelo Autor (ENADE-2008)

As variáveis intensivas de um sistema (potencial químico, temperatura, fração volumétrica, etc.), são responsáveis pelas mudanças nas microestruturas da microemulsão. Mudanças mais abruptas estão ligadas ao transporte de carga de íons e moléculas. “Portanto, o tipo de estrutura que se forma em um determinado SME depende da natureza dos componentes, como tensoativo, cotensoativo, água e fase óleo, e das condições termodinâmicas, temperatura, pressão e a presença de um campo de forças.” (ROSSI et al., 2007, p. 47)

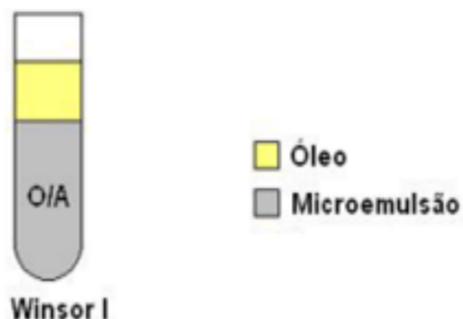
Devido as propriedades dos sistemas microemulsionados, sua utilização tem sido bastante requisitada na indústria do petróleo, incluindo sua aplicação em fluidos removedores de reboco de fluidos de perfuração base óleo (OBM), denominados colchão lavadores, na limpeza do poço e para remoção geral de danos à formação em poços abertos e poços revestidos (QUINTERO, JONES e PIETRANGELI, 2011; CURBELO et al., 2018).

4.3.1. Classificação de Winsor

A classificação para os diferentes tipos de equilíbrios entre a microemulsão e as fases constituídas de água e óleo foi proposto por Winsor (1948). Observou-se quatro tipos distintos de sistemas:

Winsor I – Nesta classificação, a fase emulsionada, posteriormente estabelecida como microemulsionada por Winsor (1968), entra em equilíbrio com o excesso da fase oleosa (Figura 10). Neste sistema, a microemulsão possui a maior densidade, portanto posiciona-se abaixo da fase oleosa.

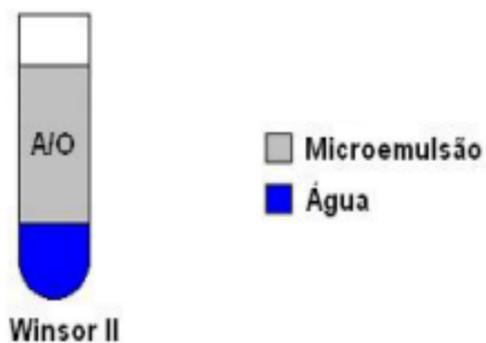
Figura 10 - Representação da Classificação de Winsor I



Fonte: Daltin (2011)

Winsor II – Neste sistema, a fase aquosa se encontra em excesso (Figura 11). A microemulsão possui densidade menor que a fase aquosa, neste caso a água se posicionará abaixo.

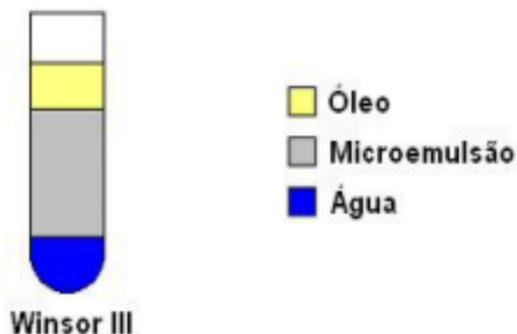
Figura 11 - Representação da Classificação de Winsor II



Fonte: Daltin (2011)

Winsor III- Neste sistema as três fases estão em equilíbrio: óleo, microemulsão e água. Devido a densidade, o posicionamento desse sistema compreenderá o óleo, a microemulsão e a água, respectivamente. (Figura 12).

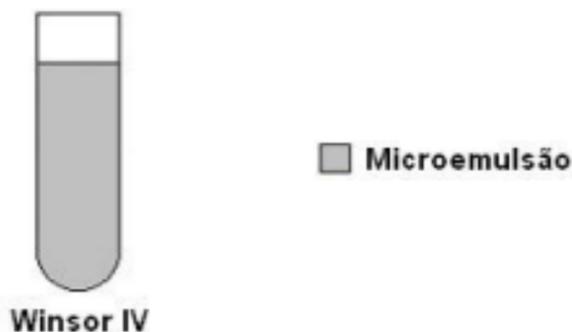
Figura 12 - Representação da Classificação de Winsor III



Fonte: Daltin (2011)

Winsor IV – Este sistema é considerado monofásico e nem a fase oleosa ou a fase aquosa estará em excesso, portanto, existirá apenas a microemulsão no sistema. (Figura 13).

Figura 13 - Representação da Classificação de Winsor IV



Fonte: Daltin (2011)

Para se entender os diferentes tipos de sistemas microemulsionados, faz-se o uso dos diagramas de fases. Esta ferramenta permite a caracterização desses sistemas e fornece a curva de solubilização que, por sua vez, permite identificar a região equivalente de microemulsão. O fornecimento desses dados garante uma escolha conveniente para região de trabalho. É importante salientar que as diferentes estruturas de tensoativos, cotensoativos e óleos, determinam uma variação na formulação dos sistemas microemulsionados. (FORMARIZ et al., 2005).

4.4. ÓLEO VEGETAL

Os óleos minerais são componentes básicos de escolha usados para a formulação de fluidos de perfuração em poços de alta temperatura e pressão. No entanto, as principais desvantagens estão, amplamente, relacionadas aos impactos ambientais que a utilização de óleos convencionais, tal como o diesel, proporciona a longo prazo. Esses óleos são considerados altamente tóxicos, não biodegradáveis, não renováveis e, portanto, levam a um alto custo de tratamento dos resíduos de perfuração.

Os óleos vegetais, por outro lado, são uma alternativa potencial ecológica, barata e prontamente disponível aos óleos minerais convencionais como fluidos à base de óleo. Estudos realizados por Sulaimon et al. (2017) indicam uma quantidade reduzida de emissão de dióxido de carbono, material particulado total e emissão de monóxido de carbono na queima de óleos vegetais. São considerados, portanto, de natureza não tóxica e, também, se degrada rapidamente no ambiente. Um dos critérios vitais para qualquer óleo vegetal a ser usado como biocombustível ou fluido base é a sua disponibilidade a preços competitivos.

Agwu et al. (2015) agrupam vários estudos de referência sobre o uso de óleos vegetais como fluidos de perfuração. Os autores mostram uma comparação das diferentes fontes de suprimento de cada óleo vegetal, conforme suas produções e custos de obtenção, em comparação com os fluidos de perfuração convencionais à base de óleo mineral. Com base em suas análises, o uso de óleos naturais, apesar de seus altos custos, gera benefícios tendo suas propriedades otimizadas, além de apresentar menores custos de descarte, tornando-os uma tecnologia vantajosa e promissora para ser aplicada em processos de campo.

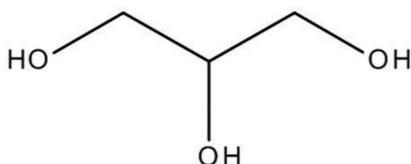
O óleo de pinho, produzido principalmente a partir do pinheiro, possui algumas propriedades que se assemelham ao diesel, dentre essas destacam-se os pontos de ebulição, a viscosidade e a taxa de aquecimento, apresentando baixos valores. Ao que diz respeito aos fluidos de perfuração, o óleo de pinho pode se apresentar como uma alternativa viável para óleo base, quando trabalhado com a proporção correta de aditivos (HUANG et al., 2019).

4.5. GLICERINA

De acordo com a União Internacional de Química Pura e Aplicada (IUPAC), a glicerina, também conhecida como glicerol, possui o nome oficial de propano-1,2,3-triol (Figura 14). A

solubilidade que a glicerina apresenta em água é devido, essencialmente, aos grupos hidroxílicos que constituem sua molécula. De acordo com Mendes e Serra (2012), “seu ponto de fusão é 17,8°C e evapora com decomposição à 290°C”.

Figura 14 - Estrutura Molecular da Glicerina



Fonte: Larsen (2009)

A glicerina é uma substância que tem uma utilização muito recorrente. É bastante aplicada, principalmente, nas indústrias farmacêuticas, de cosméticos e têxtil. Devido às propriedades químicas, a glicerina atua diretamente no processamento do tabaco e faz parte da composição dos filtros do cigarro. Pode ser considerada um excelente lubrificante para máquinas que processam os alimentos e auxilia diretamente na fabricação de resinas e tintas, além de outras aplicações secundárias. (LARSEN, 2009)

De acordo com Larsen (2009), “O glicerol, após sair de seu processo produtivo, apresenta-se como um líquido oleoso, incolor, viscoso e de sabor doce, solúvel em água e álcool, e insolúvel em hidrocarbonetos, é pouco solúvel em éter, acetato de etila e dioxano”. Pode-se acrescentar ainda que a glicerina é inodora, higroscópica e tem um potencial explosivo se submetida ao contato direto com agentes que favorecem a oxidação.

A aplicação da glicerina na formulação de fluidos de perfuração é bem recomendada com base em boas propriedades físicas em comparação aos fluidos convencionais de base óleo. Novos estudos mostraram o potencial do uso de glicerina em novos fluidos de perfuração que atendessem a demanda de pouca agressão com o meio ambiente. Além disso, a glicerina, quando utilizada com a água na elaboração de fluidos de perfuração, apresenta propriedades de bom aditivo, fornecendo melhorias no desempenho dos fluidos em meios que o diferencial de pressão é significativo e a temperatura pode se tornar rigorosamente mais elevada (PACHECO et al., 2019).

4.6. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL

Rodrigues (2014) enfatiza que “a escolha do planejamento adequado é uma função direta do número de variáveis independentes envolvidas no estudo, da disponibilidade da matéria-prima, da viabilidade do número de ensaios e do custo do processo em estudo”. Portanto, um estudo de viabilidade deve ser conduzido paralelamente ao planejamento experimental, pois o número de fatores determinará um número mínimo de ensaios. Uma alternativa viável para redução dos experimentos é o chamado “ensaio fracionado”, no entanto, quando se trabalha com duas ou três variáveis independentes, o recomendado é a utilização de um delineamento composto central rotacional (DCCR), também conhecido como configuração estrela.

A configuração estrela tem sido muito utilizada em pesquisas que são conduzidas pelos mais diversos ramos tecnológicos. De acordo com Conagin (1982), “Delineamentos compostos centrais são bastante flexíveis, possibilitando ao pesquisador, para um número determinado de fatores, escolher entre variáveis alternativas, a que mais lhe convém, sendo possível obter ortogonalidade, rotacionalidade ou ambas”.

A Equação (5) fornece o número de experimentos em um planejamento fatorial com adesão do delineamento composto central:

$$\text{Experimentos} = 2^k \text{ pontos axiais} + \text{pontos centrais} \quad (5)$$

Em que:

K é o número de fatores a serem trabalhados.

As variáveis codificadas correspondem aos valores reais convertidos em uma formulação mais simples para se trabalhar nos experimentos.

A parte fatorial corresponde aos níveis (+1) e (-1). Estes níveis indicam o maior e o menor valor que as variáveis independentes assumem. São considerados como os níveis básicos e delimitam a área em que o modelo experimental pode ser aplicado.

Os pontos axiais são pontos que permitem estimar termos quadráticos ao modelo. Esses pontos permitem que o experimento fatorial se transforme para um experimento de superfície de resposta central composto. Os pontos axiais também são chamados de pontos de estrela e, em termos de unidades codificadas, representam a distância de cada ponto axial ao centro do experimento. Alfa (α) pode ser calculado em função do número de variáveis independentes (n) e determinado pela equação (6):

$$\alpha = (2^n)^{\frac{1}{4}} \quad (6)$$

Ao se utilizar dois fatores, α assume o valor de, aproximadamente, 1,41. Além disso, α determina se em um modelo experimental pode haver ortogonalidade ou rotação. (MINITAB, 2018)

Os pontos centrais, representados por (0), quando adicionados a um planejamento experimental, possibilita identificar se há inflexão (curvatura) no ajustamento dos dados. “Se houver uma curvatura que envolve o centro do experimento, a resposta média no ponto central é maior ou menor do que a resposta média de todos os pontos fatoriais” (MINITAB, 2018, manual do usuário).

4.6.1. ANOVA

De acordo com Souza et al. (2017), “na ANOVA, a variação total da resposta é definida como a soma quadrática de dois componentes: a soma quadrática da regressão (SQreg) e a soma quadrática dos resíduos (SQres).” A soma quadrática da variação total (SQtotal) é dada pela Equação (7):

$$SQtotal = SQreg + SQres \quad (7)$$

Ao ocorrer ajuste dos dados experimentais, a soma quadrática dos resíduos será resultado direto da soma quadrática do erro puro e da falta de ajuste, conforme equação (8).

$$SQres = SQep + SQfaj \quad (8)$$

Um modelo experimental precisa apresentar uma boa regressão de dados, enquanto a falta de ajuste deverá ser o mínimo possível. O erro puro está ligado aos erros que ocorrem durante a condução do experimento, enquanto a falta de ajuste é diretamente correlacionada com o modelo experimental obtido. Portanto, espera-se que o resíduo, dado pela equação (8), possua um valor proveniente mais do erro puro do que da falta de ajuste. O coeficiente de regressão R^2 , é o parâmetro que representa o ajuste dos dados experimentais. Seu valor máximo é 1, portanto, quando se realiza uma regressão de dados, espera-se obter um coeficiente de regressão tão próximo a 1 quanto possível, pois, isto implicará num ajuste satisfatório das respostas ao modelo (SOUZA et al., 2017).

4.7. OTIMIZAÇÃO

Ao se determinar estratégias e soluções alternativas para determinado problema, pode-se dizer que se recorre a um processo de otimização. “Em matemática, otimização refere-se ao estudo de problemas em que se deseja maximizar ou minimizar uma determinada função através da escolha sistemática dos valores de variáveis dentro de um conjunto viável” (LEAL, 2017, p. 11).

Na literatura, existe uma diversidade de métodos numéricos que permitem a execução de problemas para se alcançar a melhor resposta. Ao se trabalhar com fluidos de perfuração, há um grande número de variáveis que atuam diretamente na efetividade da perfuração, dentre essas pode-se destacar: a viscosidade, densidade, volume de filtrado e espessura do reboco. Logo, ao se trabalhar com modelos matemáticos, procura-se otimizar as variáveis de tal forma que a atividade de perfuração estará sendo direcionada a um caminho mais promissor.

A partir de uma equação, sendo esta, linear ou não linear, e de restrições impostas para um determinado problema, é possível realizar uma otimização. A otimização pode ser efetuada a partir de métodos numéricos convencionais como o Método Simplex, usado para equações lineares, ou o Método do Gradiente Reduzido Generalizado, para equações não-lineares. Ambos os métodos são considerados simples e podem ser facilmente aplicados no Solver do Software Excel.

5. METODOLOGIA

5.1.MATERIAIS E EQUIPAMENTOS

Utilizou-se o tensoativo não-iônico Ultranex NP100 (U100), cedido pela fabricante Oxiteno, para a composição da microemulsão. A fase oleosa utilizada para a microemulsão foi o óleo de pinho que além de ser de origem vegetal, possui baixo custo.

A glicerina foi utilizada como constituinte da fase aquosa em proporção mássica equivalente com a da água (1:1).

O calcário é um agente capaz de controlar a densidade total de um fluido de perfuração. Sua principal função consiste na obturação de poros das rochas, além disso também é capaz de possibilitar um incremento na massa específica do fluido de perfuração. (Figura 15)

Figura 15 - Calcário utilizado como aditivo na formulação de fluidos de perfuração



Fonte: O Autor

As argilas organofílicas são conhecidas, principalmente, por atuarem no controle reológico dos fluidos de perfuração. De acordo com Souza et al. (2011), “as argilas organofílicas, quando dispersas no meio oleofílico, promove a capacidade de gelificação do fluido de perfuração, em virtude da característica tixotrópica da argila.” A argila utilizada nesta dissertação foi a Cloisite 20A (Figura 16) fornecida pelo Laboratório de Engenharia de Materiais, da UFPB, e obtido na Southern Clay Products.

Figura 16 - Argila organofílica Cloisite 20A



Fonte: O Autor

O Hidroxipropilamido (HPA) (Figura 17) é considerado um agente controlador de filtrado, sendo capaz de ser adsorvido nas superfícies coloidais e diminuir a permeabilidade do reboco formado.

Figura 17 - HPA utilizado como aditivo na formulação dos fluidos de perfuração



Fonte: O autor

A goma xantana é um agente viscosificante, isto é, atua no aumento da viscosidade do fluido de perfuração. Suas propriedades permitem um aumento da capacidade do fluido de perfuração em relação à limpeza do poço e à suspensão dos cascalhos. A Figura 18 apresenta a goma xantana utilizada como aditivo viscosificante.

Figura 18 - Goma Xantana utilizada como aditivo na formulação de fluidos de perfuração



Fonte: O Autor

A baritina (Figura 19) tem uma grande utilização devido, principalmente, a sua não reatividade com os demais constituintes do fluido. Além disso, promove o aumento da massa específica deste fluido (ALMEIDA E SILVA, 2010).

Figura 19 - Baritina utilizada como aditivo na formulação dos fluidos de perfuração



Fonte: O Autor

Utilizou-se os seguintes equipamentos:

- Balança Analítica
- Balança de Precisão
- Centrífuga
- Agitador Magnético
- Agitador Mecânico
- Misturador Hamilton Beach
- Balança de Lama Fann
- Viscosímetro Fann 35A
- Filtro prensa API Pressurizado

5.2. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL

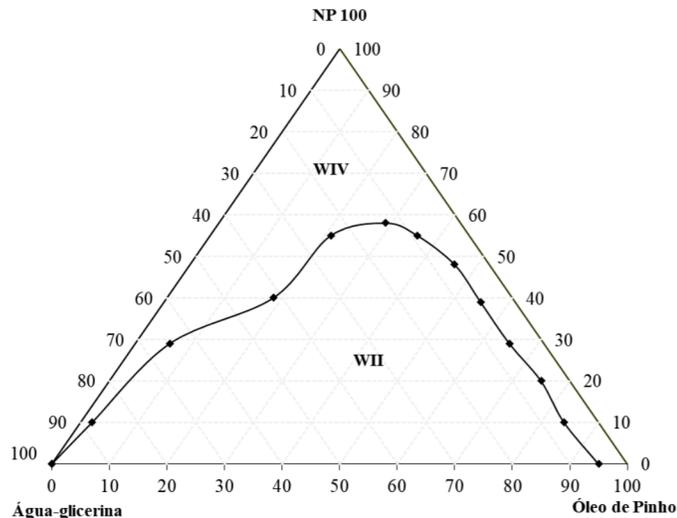
5.2.1. Diagrama Ternário

Um sistema microemulsionado composto por uma fase aquosa, uma fase oleosa e um tensoativo pode ter seu comportamento de fases representado em um diagrama ternário. Cada vértice do diagrama corresponde a 100% de um dos componentes. Estudou-se e avaliou-se a região de microemulsão no diagrama ternário, cuja composição possui:

- Uma fase aquosa composta por água e glicerina em proporções mássicas equivalentes;
- Uma fase oleosa constituída de óleo de pinho;
- Uma fase de tensoativo NP-100 puro;

O diagrama ternário que representa esse sistema (Figura 20), foi obtido por Cabral (2018).

Figura 20 - Diagrama Ternário de NP-100, água-glicerina (1:1) e óleo de pinho



Fonte: Cabral (2018)

O diagrama ternário foi avaliado e teve as restrições estabelecidas para satisfazer as condições de trabalho e dos experimentos. Por consequência, a região de interesse foi delimitada e o planejamento experimental foi executado.

5.2.2. Planejamento Fatorial $2^k + 4$ pontos centrais + configuração estrela (DCCR)

O intuito desta dissertação é estudar a influência da concentração dos componentes constituintes da microemulsão no volume de filtrado e, por consequência, na espessura do reboco. Levando-se em consideração que, os fatores precisam ser variáveis independentes, apenas as concentrações de dois componentes podem ser trabalhadas, pois o terceiro componente apresentará uma variável linearmente dependente. Para a determinação dos níveis, utilizou-se os seguintes critérios:

- Permanecer sempre na região de Winsor WIV;
- Não estar tão próximo da curva de solubilidade;
- Não ter um percentual de tensoativo tão grande, isto é, manter-se abaixo de 75%, visto que o tensoativo encarece os custos de microemulsão, tornando-os menos atrativos.

Desta forma, a tabela de planejamento experimental (Tabela 2) foi elaborada para a preparação dos fluidos de perfuração.

Tabela 2 - Planejamento Experimental ($4^k + 4$ pontos centrais + DCCR)

Ensaio	X₁(Composição de Tensoativo Codificada)	X₂ (Composição Fase Oleosa Codificada)	Variável Resposta V_f (Volume de Filtrado)	Variável Resposta e (Espessura)
1	-1	-1	Y ₁₍₁₎	Y ₂₍₁₎
2	1	-1	Y ₁₍₂₎	Y ₂₍₂₎
3	-1	1	Y ₁₍₃₎	Y ₂₍₃₎
4	1	1	Y ₁₍₄₎	Y ₂₍₄₎
5	-1,41	0	Y ₁₍₅₎	Y ₂₍₅₎
6	1,41	0	Y ₁₍₆₎	Y ₂₍₆₎
7	0	-1,41	Y ₁₍₇₎	Y ₂₍₇₎
8	0	1,41	Y ₁₍₈₎	Y ₂₍₈₎
9	0	0	Y ₁₍₉₎	Y ₂₍₉₎
10	0	0	Y ₁₍₁₀₎	Y ₂₍₁₀₎
11	0	0	Y ₁₍₁₁₎	Y ₂₍₁₁₎
12	0	0	Y ₁₍₁₂₎	Y ₂₍₁₂₎

Fonte: O Autor

Com a Tabela 2 de planejamento experimental definida e os pontos de microemulsões a serem trabalhados, testes de prova foram providenciados.

Preparou-se microemulsões em pequenas quantidades em tubos de ensaio que correspondessem ao percentual estabelecido na Tabela de Planejamento Experimental. Em seguida, a solução foi submetida a uma homogeneização por, aproximadamente, 2 minutos.

Com as soluções devidamente homogeneizadas, os tubos de ensaio foram colocados em pares na centrífuga (Figura 21), para verificar se ocorreria algum tipo de separação ou a solução se apresentaria monofásica, denotando, assim, a classificação de WIV. Este procedimento se repetiu 6 vezes até que os 12 tubos de ensaios fossem analisados.

Figura 21 - Tubos de ensaio submetidos à centrifugação



Fonte: O Autor

A partir da obtenção das variáveis resposta Y_1 (Volume de Filtrado) e Y_2 (espessura), cuja metodologia é descrita posteriormente, utilizou-se o STATISTICA 7.0 para execução do planejamento experimental. O programa forneceu o modelo codificado da regressão dos dados experimentais, a ANOVA e a superfície de resposta.

A partir da superfície de resposta obtida, analisou-se o comportamento das variáveis volume de filtrado e espessura e identificou-se a região ótima.

5.2.3. Análise de custos da microemulsão

Para analisar o preço dos reagentes que compõem a microemulsão, é preciso estimar o custo por litro da produção de microemulsão. Este tipo de análise de custos é simplificado, e o custo total por litro de microemulsão é função das frações mássicas de tensoativo, óleo de pinho e água-glicerina. A Equação (9) apresenta a função de custeamento (linear) e é denominada função objetivo.

$$f(X_1, X_2, X_3) = X_1 * C_1 + X_2 * C_2 + X_3 * C_3 \quad (9)$$

Em que:

X_1 é a fração mássica de tensoativo; X_2 é a fração mássica de óleo de pinho; X_3 é a fração mássica da fase aquosa (água-glicerina);

C_1 é o custo fixo por litro de tensoativo; C_2 é o custo fixo por litro de óleo de pinho; C_3 é o custo fixo por litro de água-glicerina

Os preços de tensoativo NP-100, óleo de pinho e da fase aquosa (água-glicerina) foram obtidos em valores aproximados, de acordo com uma simples pesquisa de mercado.

A partir da região de estudo definida na metodologia do tópico 5.2, é possível determinar as restrições de composição para a função objetivo (Equação 9). Em seguida, utiliza-se o Método Simplex no software Excel para se minimizar a função objetivo, isto é, reduzir os custos de produção da microemulsão.

5.3. FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

5.3.1. Preparação

A preparação dos fluidos de perfuração consistiu na adição de componentes a uma microemulsão preparada, sob agitação constante, com um intervalo entre as adições para uma homogeneização efetiva. Um total de doze fluidos de perfuração foram formulados, conforme o planejamento experimental apresentado na Tabela 2.

Inicialmente, preparou-se 310 g de microemulsão para cada ensaio. Em seguida, os aditivos: calcário, argila cloisite 20A, HPA, goma xantana e baritina foram adicionados nesta ordem à microemulsão, num intervalo de 10 minutos entre a adição de cada aditivo. A preparação de cada fluido de perfuração se deu sob agitação constante.

Todos os fluidos de perfuração tiveram a mesma quantidade de aditivos adicionada. A única alteração consistia na composição específica da microemulsão. Desta forma, a Tabela 3 disponibiliza a quantidade adicionada de cada componente no preparo do fluido.

Tabela 3 - Quantificação dos materiais para os fluidos de perfuração

Materiais Utilizados para os Fluidos de Perfuração					
Microemulsão	Calcário	Argila	HPA	Goma Xantana	Baritina
310 g	11 g	4,4 g	1,1 g	1,1 g	88 g

Fonte: O Autor

5.3.2. Reologia

Após a formulação dos fluidos de perfuração e armazenamento, os fluidos foram deixados em repouso por 24 horas antes de se realizar os ensaios reológicos. Este procedimento está de acordo com a norma N-2604 estabelecida pela Petrobras em 1998.

Após o período de 24 horas, os fluidos foram encaminhados ao agitador Hamilton Beach (Figura 22), onde permaneceram por 10 minutos sob agitação.

Figura 22 - Agitador Hamilton Beach



Fonte: O Autor

Ao finalizar a agitação, os fluidos foram transferidos para o viscosímetro Fann 35A e os ensaios reológicos foram realizados.

O fluido de perfuração foi submetido às seguintes velocidades: 3 rpm, 6 rpm, 100 rpm, 200 rpm, 300 rpm e 600 rpm. O fluido permaneceu por um minuto em cada velocidade até que a leitura da deflexão fosse lida. A viscosidade aparente (cP) pode ser calculada dividindo a leitura a 600 rpm por 2 e a viscosidade plástica (cP) pela subtração da leitura a 600 rpm pela leitura a 300 rpm (Norma API RP 13B-1, 2012). A Figura 23 apresenta o viscosímetro de modelo Fann 35A que foi utilizado para os ensaios reológicos.

Figura 23 - Viscosímetro Fann 35A



Fonte: O Autor

Os fluidos de perfuração formulados não tiveram todas as leituras realizadas, pois algumas ultrapassaram o limite de leitura do equipamento. No entanto, para fins comparativos, a diluição tornar-se-ia inviável. Portanto, a técnica de regressão linear foi utilizada para a determinação aproximada de alguns valores de viscosidade, cujas velocidades corresponderam, principalmente, a 600 rpm.

As curvas de fluxo foram plotadas a partir dos dados da taxa de deformação e tensão de cisalhamento. A taxa de deformação é dada pelo produto da velocidade de rotação aplicada ao fluido (rpm) por uma constante, cujo valor corresponde a 1,703. Já a tensão de cisalhamento é dada pelo produto da leitura de deflexão por uma constante, cujo valor é 0,51.

5.3.3. Densidade

Foi utilizada a balança de lama (Figura 24) para medir a massa específica dos fluidos. A densidade dos fluidos de perfuração é um parâmetro fundamental que necessita de monitoramento devido sua atuação direta na pressão no interior do poço (pressão hidrostática) e, conseqüentemente, controla a invasão de fluidos provenientes da formação. É importante salientar que a pressão hidrostática possui um limite que deve ser rigidamente respeitado, pois o excesso de pressão pode comprometer o poço e causar danos consideráveis como, por exemplo, a perda de circulação para formação. (MARTINS et al., 2015)

Figura 24 - Balança de lama



Fonte: O Autor

5.3.4. Volume de Filtrado

Os fluidos de perfuração foram submetidos aos ensaios de filtração através da filtração estática em um Filtro Prensa API Pressurizado Fann (Figura 25), no qual foi aplicada, durante 30 minutos, uma pressão constante de 100 psi com ar comprimido à temperatura de, aproximadamente, 25°C.

Figura 25 - Filtro Prensa API Pressurizado Fann



Fonte: O Autor

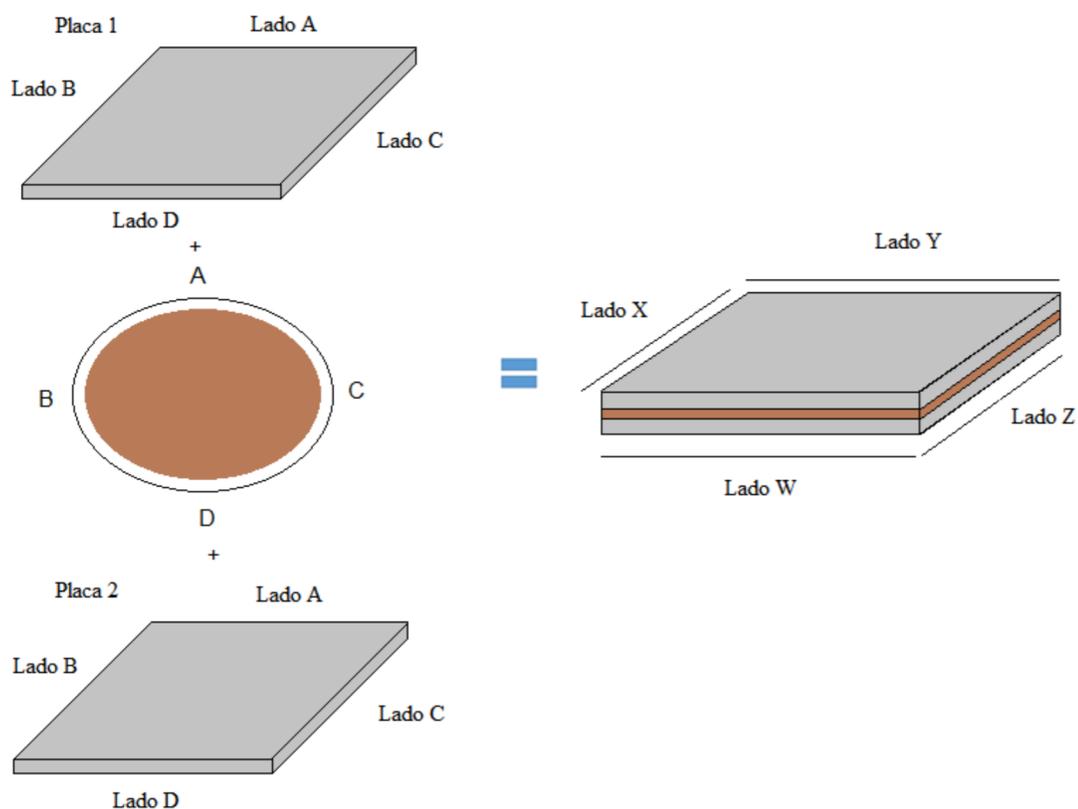
A cada 0.2 mL, o tempo foi marcado e os dados coletados para a construção do gráfico posteriormente. Ao final do ensaio de filtração, o papel filtro foi cuidadosamente recolhido com o reboco formado.

5.4. REBOCO

5.4.1. Espessura

Este procedimento foi desenvolvido por Farias et al. (2009) e é esquematizado na Figura (26). Inicialmente, colocou-se o papel filtro com o reboco entre duas placas de vidro. Foram realizadas oito medições com o paquímetro, sendo duas em cada lado da placa. Calculou-se, então, a média de cada lado e, em seguida, os valores foram subtraídos da espessura total das duas placas, obtendo-se as espessuras X, Y, Z, W. Dessa forma, foi possível determinar a média da espessura do reboco.

Figura 26 – Esquema do procedimento de determinação de espessura



Fonte: O Autor

5.4.2. Permeabilidade

Para o cálculo da permeabilidade do reboco, foi utilizada a equação de Darcy (FOUST et al., 1982) para as condições de 100 psi e 30 minutos, resultando na Equação (10). Esta equação, associa o volume de filtrado, a viscosidade do filtrado e a espessura do reboco formado. A viscosidade do filtrado foi estimado na temperatura de 55°C (APÊNDICE C).

$$K = Q_f . \varepsilon . \mu . 8,95 . 10^{-5} \quad (10)$$

Em que:

K é o valor da permeabilidade (mD)

Q_f é o volume de filtrado (cm³)

ε é a espessura do reboco formado (mm)

μ é a viscosidade do filtrado do fluido (cP) a 55°C.

6. RESULTADOS

6.1. PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL E OTIMIZAÇÃO DE PROCESSOS

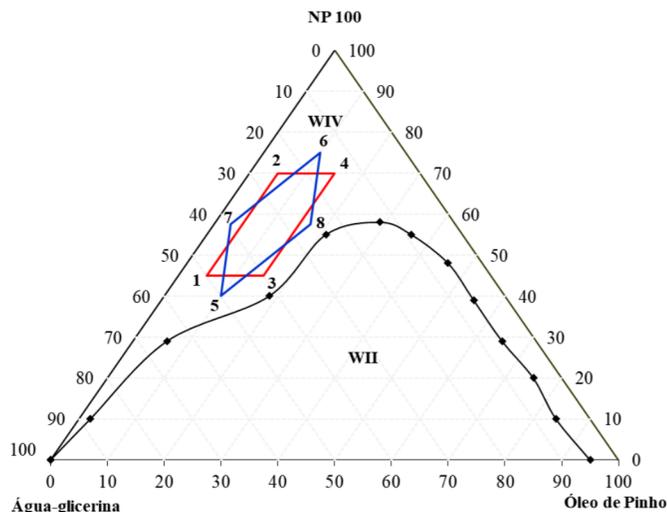
6.1.1. Região de Estudo

Com o diagrama ternário apresentado na Figura 20, constatou-se que toda região abaixo da curva de solubilidade corresponde à classificação de Winsor II, em que a fase microemulsionada está em equilíbrio com a fase aquosa em excesso. Acima da curva, por outro lado, Winsor IV, em que apenas a fase de microemulsão prevalece. A região de estudo desejado, é aquela que atende às seguintes restrições:

- A fase aquosa deve estar em maior quantidade que a fase oleosa, pois o foco é trabalhar com fluidos de perfuração microemulsionados que possuam uma maior concentração de fase aquosa em relação a oleosa;
- A região deve estar compreendida acima da curva de solubilidade, região monofásica;
- A concentração de tensoativo não deve ser tão elevada para não aumentar o custo do fluido de perfuração.

Com as restrições impostas, a região de estudo foi delimitada no diagrama ternário modificado e está apresentado na Figura 27.

Figura 27 - Região delimitada no diagrama ternário



Fonte: O Autor

Nota-se, que a região delimitada na Figura 27 corresponde ao planejamento fatorial com a adição da configuração estrela (DCCR). Em que: a região de vermelho, corresponde aos pontos fatoriais, a região em azul, aos pontos axiais.

6.1.2. Planejamento Fatorial $2^k + 4$ pontos centrais + Configuração estrela (DCCR)

Inicialmente, apenas o retângulo em vermelho da Figura 28 foi delimitado. Esta região corresponde aos pontos fatoriais e apresentam os níveis (+1) e (-1) para as frações mássicas de tensoativo e óleo de pinho. Em valores reais, os níveis (+1) e (-1) correspondem a, respectivamente, 0,70 e 0,45 para as frações mássicas de tensoativo. No óleo de pinho, os níveis (+1) e (-1) correspondem a 0,15 e 0,05, respectivamente.

É possível observar a figura geométrica do planejamento experimental, pois as variáveis de estudo compõem o diagrama ternário, embora sejam variáveis independentes. O losango em azul foi obtido como consequência dos pontos fatoriais. Esse losango corresponde aos pontos axiais, que são calculados pela distância entre os pontos centrais até um valor correspondente de α .

As Equações (11) e (12) apresentam a conversão de valores reais para codificados das frações mássicas de tensoativo e óleo de pinho, respectivamente.

$$X_1 = \frac{Tens - 0,575}{0,125} \quad (11)$$

$$X_2 = \frac{Fo - 0,10}{0,05} \quad (12)$$

Em que:

X_1 corresponde à fração mássica codificada de tensoativo.

X_2 corresponde à fração mássica codificada de óleo de pinho.

Através das Equações (11) e (12), os pontos axiais foram calculados (Tabela 4). No planejamento experimental com dois fatores, α assume os valores de (+1,41) e (-1,41).

Tabela 4 - Resultados dos cálculos dos pontos axiais

Valores de Tensoativos		Valores de Óleo de Pinho	
Codificados	Reais	Codificados	Reais
1,41	0,75	1,41	0,17
-1,41	0,40	-1,41	0,03

Fonte: O Autor

Observa-se, então, que os vértices dos retângulos correspondem aos pontos extremos de níveis, isto é, o retângulo vermelho tem como vértices os pontos fatoriais e o retângulo azul, por sua vez, têm como vértices os pontos axiais.

O planejamento experimental teve um total de doze ensaios e os resultados de composição estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores codificados e reais dos ensaios do planejamento experimental

Ensaio	X ₁ (Composição de tensoativo Codificada)	X ₂ (Composição fase oleosa Codificada)	TENS (Valor Real de tensoativo)	F _O (Valor real fase oleosa)	F _A (Valor real fase aquosa)
1	-1	-1	0,450	0,050	0,500
2	1	-1	0,700	0,050	0,250
3	-1	1	0,450	0,150	0,400
4	1	1	0,700	0,150	0,150
5	-1,41	0	0,400	0,100	0,500
6	1,41	0	0,750	0,100	0,150
7	0	-1,41	0,575	0,030	0,395
8	0	1,41	0,575	0,170	0,255
9	0	0	0,575	0,100	0,325
10	0	0	0,575	0,100	0,325
11	0	0	0,575	0,100	0,325
12	0	0	0,575	0,100	0,325

Fonte: O Autor

A Tabela 5 apresenta os valores codificados para frações mássicas de tensoativo e óleo de pinho e os valores reais para tensoativo, óleo de pinho e água-glicerina (1:1). A fase aquosa, composta de água-glicerina, é uma variável linearmente dependente do tensoativo e óleo de pinho, dessa forma sua fração mássica é resultado direto das frações dos outros componentes. Logo, não se trabalha com a fase aquosa no planejamento e, portanto, não há valores codificados para esta.

A partir da obtenção do volume de filtrado e da espessura do reboco, conforme descritos na metodologia dos itens (5.3.4) e (5.4.1), a tabela de planejamento experimental foi construída no STATISTICA 7.0. A Tabela 6 apresenta o planejamento experimental com os valores de volume de filtrado (detalhado no APÊNDICE A) e espessura.

Tabela 6 - Tabela de planejamento para aplicação no STATISTICA

Ensaio	Tensoativo	Óleo de Pinho	V_F (mL)	Esp (mm)
1	-1	-1	1,3	0,52
2	1	-1	2,8	0,72
3	-1	1	3,7	0,55
4	1	1	8,5	1,25
5	-1,41	0	2	0,41
6	1,41	0	6,1	0,96
7	0	-1,41	4	0,66
8	0	1,41	12,4	0,76
9	0	0	10,4	0,73
10	0	0	9,8	0,75
11	0	0	10,1	0,74
12	0	0	9,9	0,75

Fonte: O Autor

Em que:

V_F é o volume de filtrado em mL, sendo a primeira variável resposta.

Esp é a espessura em mm, sendo a segunda variável resposta.

As variáveis independentes, fração mássica de tensoativo e fração mássica de óleo de pinho, estão em valores codificados.

6.1.3. Análise de Dados

a) Volume de Filtrado

A estatística de regressão para o volume de filtrado evidenciou que um modelo quadrático se ajusta aos dados experimentais, com o valor de R² de, aproximadamente, 0,936. A tabela 7 apresenta os resultados dos efeitos.

Tabela 7 - Estimativa dos Efeitos para Volume de Filtrado

R² = 0,936	Efeito	Std Err	p	Coefficiente	Std Err Coef	-95% Inf	+95% Sup
Fator/ Interc	10,05	0,66	5,00E-06	10,05	0,66	8,44	11,66
Tens (L)	3,02	0,93	1,76E-02	1,51	0,47	0,37	2,65
Tens (Q)	-7,02	1,04	5,20E-04	-3,51	0,52	-4,79	-2,23
OP (L)	4,99	0,93	1,73E-03	2,50	0,46	1,36	3,63
OP (Q)	-2,88	1,04	3,29E-02	-1,43	0,52	-2,71	-0,16
Tens X OP	1,65	1,31	2,57E-01	0,82	0,66	-0,78	2,43

Fonte: O Autor

Em que:

Tens é a concentração de tensoativo;

OP é a concentração de Óleo de Pinho;

(L) representa o termo linear;

(Q) representa o termo quadrático.

De acordo com a Tabela 7, os fatores, com exceção da interação de tensoativo e óleo de pinho, foram estatisticamente significativos, levando-se em consideração que o valor de p deve ser menor que 0,05. O termo da interação foi descartado do modelo. A partir da Tabela 7, o modelo quadrático pôde ser transcrito. A Equação (13) apresenta o modelo obtido para o volume de filtrado.

$$Vf = 10,05 + 1,51 Tens + 2,50 OP - 3,51Tens^2 - 1,43 OP^2 \quad (13)$$

A ANOVA fornece a confirmação de que o modelo é estatisticamente significativo e pode ser aplicado. A Tabela 8 apresenta os resultados de ANOVA para o modelo obtido de volume de filtrado.

Tabela 8 – ANOVA: Volume de Filtrado

Fonte de Variação	Graus de Liberdade	Soma de Quadrados	Quadrado Médio	Estatística F	Valor-p
Tens (L)	1	18,30	18,29	10,52	1,76E-02
Tens (Q)	1	78,96	78,96	45,41	5,20E-04
OP (L)	1	49,89	49,89	28,69	1,73E-03
OP (Q)	1	13,22	13,22	7,60	3,29E-02
Tens X OP	1	2,72	2,72	1,56	2,57E-01
Resíduos	6	10,43	1,74		
Total	11	163,91		23,05	

Fonte: O Autor

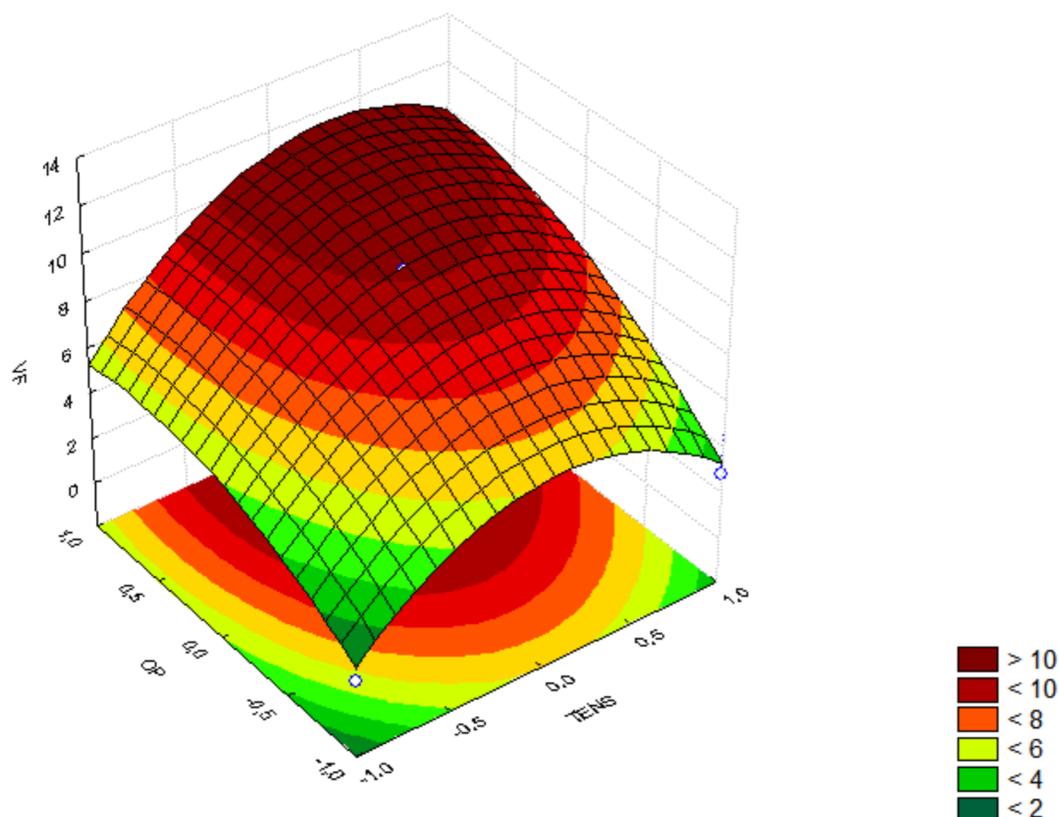
O valor de F do modelo foi calculado desprezando a interação de tensoativo e óleo de pinho, pois esta fonte de variação não foi significativa.

Consultando-se a tabela de distribuição F para 95% de confiança ($\alpha = 0,05$), disponibilizada no ANEXO A, comparou-se o valor de F da tabela de distribuição com o valor de F calculado para o modelo. O valor de F tabelado foi determinado levando-se em consideração os graus de liberdade do modelo e do resíduo, que equivalem a, respectivamente, 4 e 6. O grau de liberdade do modelo equivale a 4, pois, a interação da fração mássica de tensoativo e óleo de pinho não foi significativa e, portanto, desprezada.

Desta forma, o valor de F na tabela de distribuição forneceu um valor de 4,53. O F calculado para o modelo foi de 23,05, sendo, portanto, maior que o F obtido na tabela de distribuição. Então, pode-se afirmar que o modelo é estatisticamente significativo.

A superfície de Resposta obtida para o modelo de volume de filtrado é apresentada na Figura 28.

Figura 28 - Superfície de Resposta: Volume de Filtrado



Fonte: O Autor

É possível verificar, com a superfície de resposta da Figura 28, que o volume de filtrado aumenta à medida que as concentrações de óleo de pinho e tensoativo se aproximam do ponto central. Ao aumentar a concentração de tensoativo e óleo de pinho, a fase aquosa, por consequência, tem uma diminuição proporcional. Como o tensoativo NP-100 tem uma interação maior com a fase aquosa devido às características hidrofílicas do tensoativo, o sistema torna-se mais abundante em óleo e, desta forma, o volume de filtrado aumenta gradativamente. As tensões superficiais do sistema microemulsionado interfere diretamente no volume de filtrado e, portanto, espera-se que numa maior concentração de óleo, ocorra um aumento significativo em seu valor.

Observa-se, então, que o ponto de máximo é dado, em valores codificados, como (+1) de óleo de pinho e (0) de tensoativo, o que equivale percentualmente a 57,5% de tensoativo, 15% de fase oleosa e 27,5% de fase aquosa.

Os valores máximos de volume de filtrado ocorrem quando o tensoativo está no ponto médio (0). Com o aumento de tensoativo no sistema, o óleo passa a ser microemulsionado com a fase aquosa com maior facilidade e, conseqüentemente, o excesso de tensoativo favorece novamente a diminuição do volume de filtrado, conforme notado no ponto (+1) de tensoativo e (-1) de óleo de pinho.

Em valores codificados, observa-se que o ponto de mínimo equivale a (-1) e (-1). Em valores reais, o percentual do ponto de mínimo é de 45% de tensoativo, 5% de óleo de pinho e 50% de fase aquosa.

Embora o ponto de mínimo seja bom para se trabalhar quando se procura minimizar o volume de filtrado, qualquer ponto na região de amarelo também pode ser utilizado, pois os valores de volume de filtrado serão sempre inferiores a 6, e este valor já é considerado ótimo para as propriedades de filtração.

b) Espessura

Para a espessura, o modelo quadrático não se aplicou, mas obteve-se um modelo em que a interação entre as concentrações de tensoativo e óleo de pinho foi significativa. A tabela 9 apresenta os resultados dos efeitos.

Tabela 9 - Estimativa dos Efeitos para Espessura

R² = 0,94	Efeito	Std Err	p	Coefficiente	Std Err	Coef	-95% Inf	+95% Sup
-----------------------------	---------------	----------------	----------	---------------------	----------------	-------------	-----------------	-----------------

Fator/ Interc	0,74	0,04	8,20E-07	0,74	0,04	0,66	0,83
Tens (L)	0,42	0,05	1,70E-04	0,21	0,03	0,15	0,27
Tens (Q)	-0,03	0,06	6,09E-01	-0,02	0,03	-0,08	0,05
OP (L)	0,17	0,05	1,37E-02	0,09	0,03	0,03	0,15
OP (Q)	0,00	0,06	9,58E-01	0,00	0,03	-0,07	0,07
Tens X OP	0,25	0,07	1,36E-02	0,12	0,04	0,04	0,21

Fonte: O Autor

Analogamente ao volume de filtrado, se observou o valor-p para determinar se o efeito era estatisticamente significativo. Constatou-se que os termos quadráticos das frações mássicas de tensoativo e óleo de pinho não foram significativos, pois o valor-p foi superior a 0,05. Descartou-se, então, os termos quadráticos e transcreveu-se o modelo. O valor de R² do modelo foi de 0,94, indicando assim que os dados se ajustaram satisfatoriamente ao modelo. A Equação (14) apresenta o modelo de espessura.

$$Esp = 0,74 + 0,21 Tens + 0,09 OP + 0,12 Tens \times OP \quad (14)$$

Para a confirmação de que o modelo obtido é significativo, analisou-se os resultados da ANOVA apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – ANOVA: Espessura

Fonte de Variação	Graus de Liberdade	Soma de Quadrados	Quadrado Médio	Estatística F	Valor-p
Tens (L)	1	0,35	0,35	68,23	1,70E-04
Tens (Q)	1	0,00	0,00	0,29	6,09E-01
OP (L)	1	0,06	0,06	11,90	1,37E-02
OP (Q)	1	0,00	0,00	0,00	9,58E-01
Tens X OP	1	0,06	0,06	11,90	1,36E-02
Resíduos	6	0,03	0,01		
Total	11	0,51		30,67	

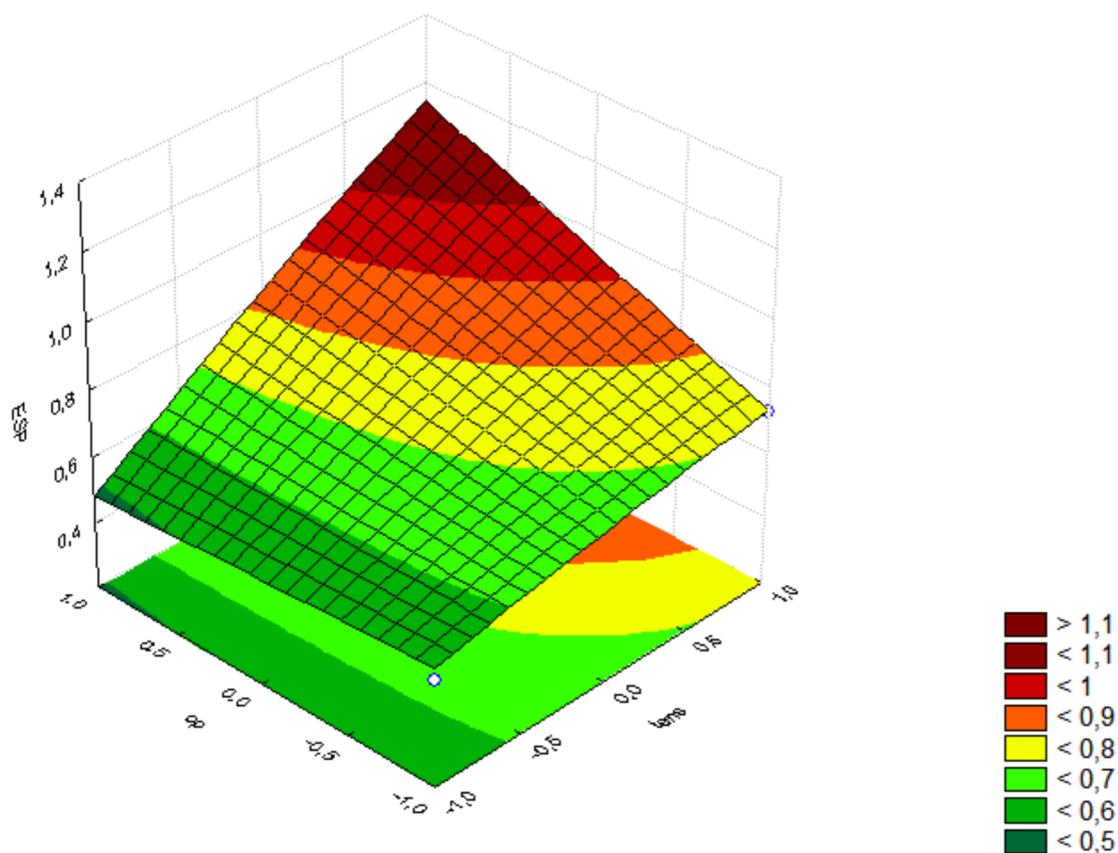
Fonte: O Autor

O valor de F do modelo foi calculado desprezando os termos quadráticos, que não são significativos. Utilizou-se a tabela de distribuição F para obter o valor teórico de F. Os graus de liberdade do modelo e dos resíduos foram de, respectivamente, 3 e 6. Isto forneceu um valor de

F teórico de 4,76. Como o valor de F calculado do modelo é superior ao F teórico obtido na tabela de distribuição, constatou-se que o modelo é estatisticamente significativo.

A superfície de resposta obtida para o modelo de espessura está apresentada na Figura 29.

Figura 29 - Superfície de Resposta: Espessura do Reboco



Fonte: O Autor

É possível verificar, com a superfície de resposta da Figura 29, a ausência de uma curvatura suave, diferente do observado no volume de filtrado. Isto acontece devido à ausência dos termos quadráticos. Além disso, a superfície de resposta para espessura evidencia uma superfície aproximadamente plana e inclinada que proporciona uma fácil verificação. Os valores de máximo e mínimo de espessura são divergentes ao modelo de volume de filtrado.

É possível perceber que a influência do tensoativo na espessura do reboco é muito maior que a influência do óleo de pinho, pois, mantendo-se fixa a concentração de tensoativo e variando o óleo de pinho, a superfície apresentará uma suave inclinação. No caso em que a concentração de óleo de pinho é fixada, nota-se, que com a variação de tensoativo, a superfície

tem uma inclinação muito mais expressiva. Este comportamento ocorre porque o tensoativo atua como um agente que favorece diretamente na formação do reboco.

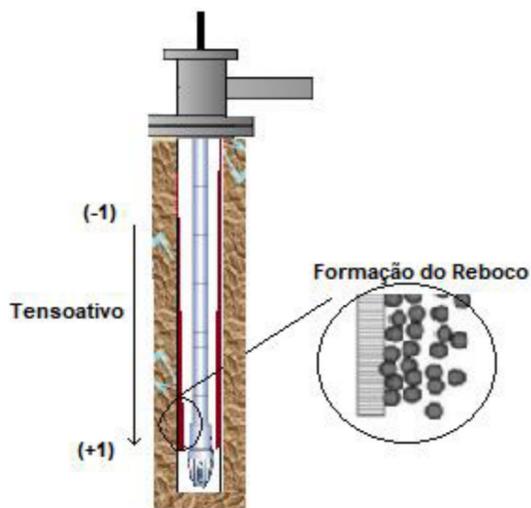
Nota-se que o ponto de mínimo se dar na região verde escura e equivale, em termos codificados, a (+1) de óleo de pinho e (-1) de tensoativo. Em valores reais, o percentual da microemulsão é de 45% de tensoativo, 15% de óleo de pinho e 40% de fase aquosa. O mínimo deste ponto é explicado devido a uma presença maior da fase oleosa. Neste caso, mais tensoativo será utilizado pelo sistema para a total formação da microemulsão, portanto, há menos tensoativo em excesso neste ponto e, por consequência, o reboco será menos espesso.

Verifica-se, facilmente, que o ponto de máximo se dá na maior concentração de tensoativo e óleo de pinho. Em valores codificados, isto equivale a (+1) de tensoativo e (+1) de óleo de pinho. Em valores reais, o percentual da microemulsão é de 70% de tensoativo, 15% de óleo de pinho e 15% de fase aquosa. Isto ocorre pelo excesso de tensoativo no sistema. As fases aquosas e oleosas estão em proporções equivalentes, implicando que ambas estão completamente microemulsionadas. Logo, o excesso de tensoativo atuará como um aditivo que favorecerá a formação de um reboco mais espesso.

Farias, em 2009, obteve valores de espessura para fluidos de perfuração de base água numa faixa que variava de 0,4 mm a 0,9 mm, portanto, conclui-se que a espessura obtida para os fluidos de perfuração formulados de base microemulsionada são coerentes e apresentaram resultados semelhantes aos fluidos de base água. Estes valores são considerados pequenos e bons, de tal forma que o risco de prisão diferencial é pequeno.

A Figura 30 apresenta a esquematização da formação do reboco na parede do poço, influenciada pela concentração de tensoativo.

Figura 30 - Esquemática da formação do reboco no poço



Fonte: O Autor

Nota-se, a partir da esquematização da Figura 30 que, à medida que a concentração do tensoativo aumenta no sistema microemulsionado, ocorre um favorecimento na adesão das partículas do sistema na parede do poço. O tensoativo é reconhecido por ser um agente que estabiliza e favorece o equilíbrio da tensão superficial e, dessa forma, em grande quantidade, o tensoativo favorecerá uma maior espessura. Entretanto, o excesso de tensoativo pode ser considerado ruim, pois uma espessura muito grande poderá provocar problemas de prisão diferencial, provocando danos e impossibilitando a atividade de construção do poço. Deve-se, então, verificar valores de permeabilidade e volume de filtrado considerados baixos e ideais e induzir uma espessura final desejável de acordo com a concentração de tensoativo desse sistema microemulsionado.

6.1.4. Análise de Custos

Realizou-se uma otimização, por Método Simplex, para os custos por litro de microemulsão, conforme visto na metodologia do tópico (5.2.4). A Tabela 11 apresenta o custo médio de cada reagente, de acordo com uma simples pesquisa dos principais fornecedores.

Tabela 11 - Custo médio estimado para os reagentes

Componente	Custo por Litro (R\$)
Tensoativo NP 100	89
Óleo de pinho	35
Água-Glicerina	12

Fonte: OXITENO (2020)

Os custos podem ser expressos em função das frações mássicas de tensoativo, óleo de pinho e água-glicerina. A Equação (14) apresenta o custo por litro de microemulsão.

$$\text{Custo por litro} = X_1 * 89 + X_2 * 35 + X_3 * 12 \quad (14)$$

Em que:

X_1 é a fração mássica de tensoativo;

X_2 é a fração mássica de óleo de pinho;

X_3 é a fração mássica de água-glicerina.

As restrições são condições impostas para as variáveis independentes. X_3 é tido como uma variável linearmente dependente de X_1 e X_2 , conforme evidencia a equação de restrição (R1):

$$X_1 + X_2 + X_3 = 1 \quad (R1)$$

Além desta restrição, as seguintes restrições para as concentrações de tensoativo e óleo de pinho, foram impostas:

$$X_1 \geq 0,45 \quad (R2)$$

$$0,05 \leq X_2 \leq 0,15 \quad (R3)$$

$$X_1 + X_2 \leq 0,85 \quad (R4)$$

A restrição (R2) remete à fração mássica mínima de tensoativo, estabelecida pelo planejamento experimental. A restrição (R3) impõe os limites mínimos e máximos da composição de óleo de pinho. Já a restrição (R4) remete ao valor máximo que a soma de tensoativo e óleo de pinho não devem exceder. Todas as restrições impostas estão limitadas de acordo com os níveis fatoriais (+1) e (-1).

Através da análise de preços da Tabela 9, os resultados de melhor fração mássica são visíveis, pois se buscará os menores valores possíveis para o tensoativo, pois este é muito mais caro que o óleo de pinho e a água-glicerina. Como a água-glicerina é o reagente de menor preço, o modelo simplex buscará maximizar sua fração mássica, o tanto quanto possível seguindo as restrições estabelecidas. Desta forma, os resultados de otimização pelo método simplex são mostrados na Tabela 12.

Tabela 12 - Resultados da otimização de custo por litro

Concentração Tensoativo NP-100	Concentração Óleo de Pinho	Concentração Água- Glicerina	Custo por Litro
X1	X2	X3	Z
0,45	0,05	0,5	47,8

Fonte: O Autor

O custo total por litro de microemulsão, na composição ótima, é estimado em 47,80 reais. Este é o menor valor de custeamento possível. No entanto, quanto maior for a demanda e a quantidade de reagente a ser comprado, menor será o preço final totalizado, recomendando-se assim, a compra em toneladas para o barateamento final do fluido de perfuração.

6.1.5. Região Ótima

Nota-se, a partir da Tabela 12, que as frações mássicas ótimas para a minimização do custeamento equivalem às frações mássicas mínimas de volume de filtrado. Em contrapartida, o ponto que minimiza a espessura é divergente.

O ponto com 45% de tensoativo, 15% de óleo de pinho e 40% de fase aquosa minimiza a espessura do reboco e produz valores de volume de filtrado próximos a 6 ml. O ponto com 45% de tensoativo, 5% de óleo de pinho e 50% de fase aquosa não minimiza a espessura, mas fornece um valor baixo (<0,6 mm) e minimiza o valor de volume de filtrado (<2 ml). Portanto, o melhor ponto de operação é aquele que minimiza o volume de filtrado, pois fornecerá um valor satisfatório de espessura e garantirá que os fluidos de perfuração formulados nesta condição apresentem menores riscos de prisão diferencial e de perda de fluido para a formação.

6.2.RESULTADOS COMPLEMENTARES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

6.2.1. Viscosidade

A Tabela 13 apresenta os resultados de viscosidade aparente (VA) e de Viscosidade Plástica (VP) para os doze fluidos de perfuração formulados.

Tabela 13 - Resultados de viscosidade para os fluidos de perfuração

Resultados dos Ensaio Reológicos		
Fluido	Viscosidade Plástica (cP)	Viscosidade Aparente (cP)
1	42,4	43,1
2	46,1	46,7
3	25,9	25,5
4	25,0	24,5
5	31,5	30,7
6	26,0	26,7
7	42,4	43,1
8	32,0	33,1
9	38,2	39,1
10	38,0	38,8
11	37,9	39,3
12	38,3	39,0

Fonte: O Autor

A partir dos resultados apresentados na Tabela 13, pode-se afirmar que os valores de viscosidade obtidas estão de acordo com a norma N-2604 da Petrobras, em que os fluidos de perfuração devem apresentar viscosidades aparente e plástica superiores a 15,0 cP e 4,0 cP, respectivamente.

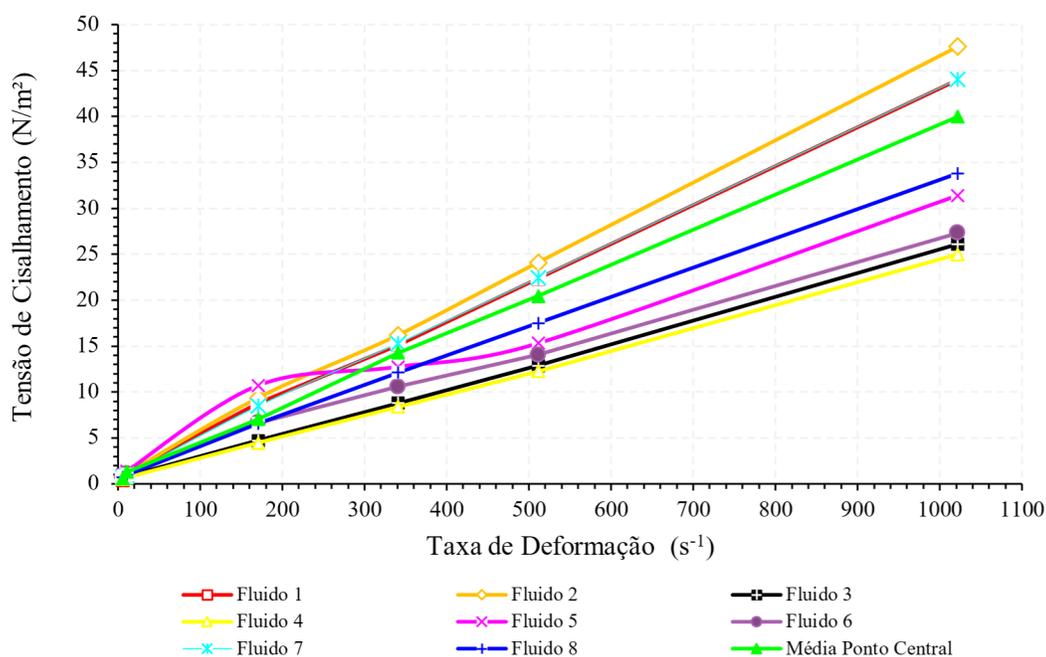
Os dados de viscosidade plástica estão nas faixas de valores encontrados por Souza (2011), para fluidos de perfuração formulados com tensoativos não iônicos, e por Silva (2019), que estudou o comportamento de fluidos de perfuração para diferentes tipos de aditivos. Os resultados sugerem que os fluidos de perfuração de base microemulsionada apresentam viscosidades consideráveis e similares aos fluidos de perfuração convencionais.

6.2.2. Curvas de Consistência

As taxas de deformação e tensões de cisalhamento para os fluidos de perfuração estão disponíveis no APÊNDICE B.

As Figura 31 apresenta as curvas de consistência, ou curvas de fluxo, para os fluidos de perfuração formulados. As curvas de consistência consistem em verificar o comportamento do fluido frente as mudanças da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação. A partir deste comportamento, pode-se verificar a classificação em que os fluidos se encaixam.

Figura 31 - Curvas de consistência dos fluidos de perfuração formulados



Fonte: O Autor

Os fluidos de perfuração no ponto central não apresentaram diferenças significativas nos resultados dos ensaios reológicos, isto é, os valores foram muito próximos. Deste modo, apenas uma curva de consistência foi plotada, visto que com os valores próximos, as curvas iriam se sobrepôr e a visualização não seria possível. Desta forma, calculou-se a média da tensão de cisalhamento e plotou-se uma única curva de consistência.

A partir da análise da Figura 31, constatou-se que os fluidos de perfuração formulados são não newtonianos e seguem o modelo de Herschel-Bulkley.

Os fluidos que seguem o modelo de Herschel-Bulkley possuem uma estrutura muito forte abaixo da tensão limite de escoamento, com uma viscosidade muito elevada e uma

considerável resistência inicial ao escoamento. Este comportamento foi observado nos fluidos de perfuração formulados ao serem submetidos aos ensaios reológicos. No entanto, ao atingir a tensão limite de escoamento, a estrutura do fluido se rompe e seu escoamento é facilitado com uma queda de viscosidade.

6.2.3. Densidade

A Tabela 14 apresenta os resultados de densidade para os doze fluidos de perfuração. Os valores foram lidos diretamente da balança de lama e são dados em lb/gal e g/cm³.

Tabela 14 - Resultados da densidade dos fluidos de perfuração

Balança de Lama		
Fluido de Perfuração	Leitura (lb/gal)	Leitura (g/cm ³)
1	9,34	1,120
2	8,58	1,029
3	9,50	1,140
4	9,20	1,109
5	9,29	1,118
6	9,25	1,110
7	9,80	1,179
8	9,62	1,158
9	9,50	1,140
10	9,48	1,139
11	9,50	1,140
12	9,48	1,139

Fonte: O Autor

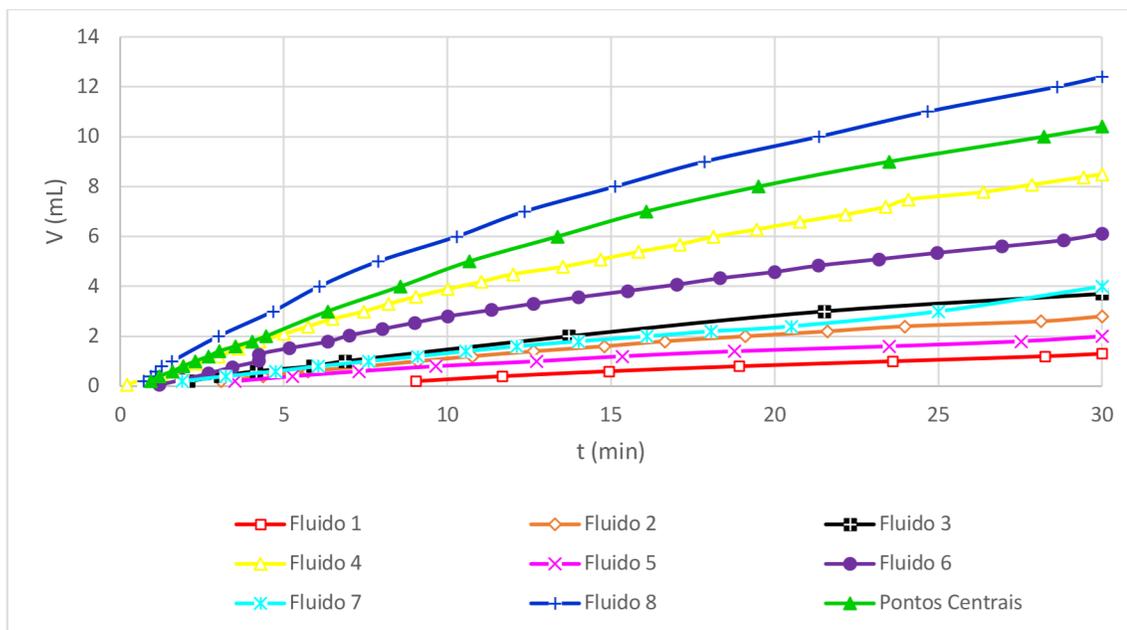
De acordo com as normas da Petrobras N-2604 (1998), a densidade do fluido deve estar na faixa entre 1 g/cm³ e 2 g/cm³. Observa-se que, todos os resultados estão de acordo com a faixa estipulada, portanto, as densidades obtidas para todos os fluidos de perfuração foram satisfatórias.

6.2.4. Volume de Filtrado

As Tabelas com os dados experimentais dos ensaios de volume de filtrado para os fluidos de perfuração formulados estão disponíveis no APÊNDICE A.

A partir dos dados experimentais, foi possível plotar, o gráfico que representa o volume de filtrado em função do tempo. (Figura 32).

Figura 32 - Resultados de Volume de Filtrado



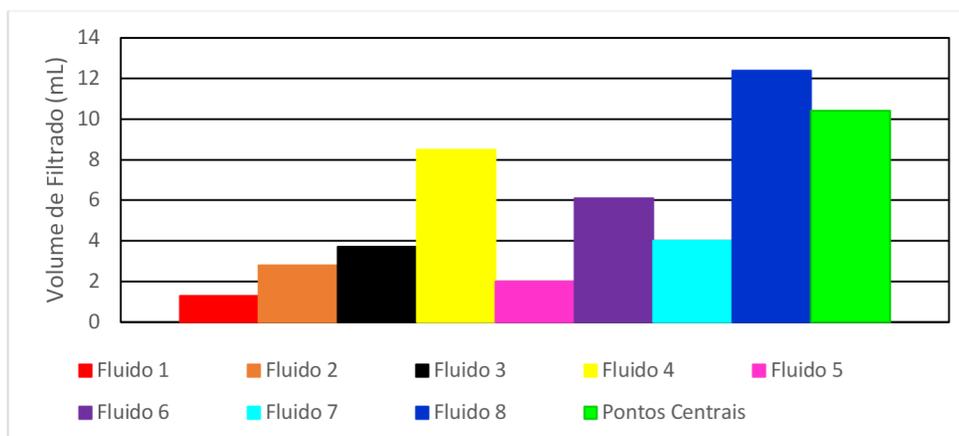
Fonte: O Autor

É possível observar, através do gráfico da Figura 32, que o fluido 1 apresentou um tempo maior para o início da filtração, 7 minutos e 18 segundos, evidenciando assim que, este fluido possui boas propriedades de filtração e oferece o menor risco de perda de filtrado para a formação. Os fluidos nos pontos centrais não apresentaram diferenças significativas nos resultados, portanto, para melhor visualização, a média de filtrado para os pontos centrais foi estimada e uma única curva foi plotada.

A partir da curva dos pontos centrais, é possível observar que, os resultados de volume de filtrado para 30 minutos, foram acima de 10 mL. Além disso, os ensaios apresentaram rápido início da filtração. Os Fluidos 1, 2, 3, 5 e 7 mostraram comportamento semelhante e apresentaram baixos valores de volume de filtrado. O fluido 6 remete ao ponto axial, em que se possui a maior quantidade de tensoativo e foi observado um comportamento intermediário em

relação aos fluidos de menor volume de filtrado com os fluidos de ponto central. Os fluidos 8 e 4 tiveram sua maior proximidade com a curva dos pontos centrais, sendo o fluido 8, aquele que apresentou o maior valor de volume de filtrado. A Figura 33 apresenta graficamente a comparação entre os volumes de filtrado totais dos fluidos de perfuração.

Figura 33 - Volume de filtrado total dos fluidos de perfuração



Fonte: O Autor

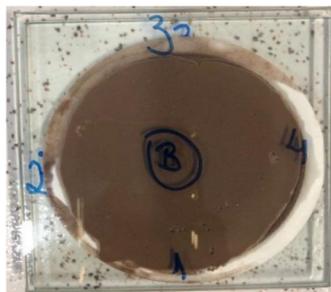
Embora o fluido 8 e os fluidos que compreendem os pontos centrais apresentem um volume de filtrado elevado, em relação aos demais, este valor ainda está dentro das normas da Petrobras N-2604 (1998), em que o volume de filtrado deve ser inferior a 18 mL, evidenciando, então, que todos os fluidos de perfuração tiveram resultados satisfatórios. Resultados similares foram obtidos por Farias, em 2006, comprovando que os Fluidos de Perfuração apresentaram bons valores de Volume de Filtrado.

6.3. REBOCO

6.3.1. Espessura

A Tabela 15 apresenta o resultado dos valores da espessura das placas de vidro em que o papel de filtro com o reboco formado foi inserido para aferição, conforme mostrado na Figura 34. Foram efetuadas quatro medições e a tabela apresenta a média de cada lado da placa de vidro.

Figura 34 - Placas com o reboco formado para medição de espessura



Fonte: O Autor

Tabela 15 - Espessura das Placas

Lado 1	Lado 2	Lado 3	Lado 4
8,12	8,12	8,13	8,13

Fonte: O Autor

Nota-se que, todos os lados da placa de vidro possuem espessuras equivalentes. A Tabela 16 apresenta os valores totais da espessura da placa de vidro com o reboco formado para todos os fluidos de perfuração.

Tabela 16 - Espessura total das placas de vidro com o reboco formado de cada fluido de perfuração

Ensaio	Lado 1 (mm)	Lado 2 (mm)	Lado 3 (mm)	Lado 4 (mm)
1	8,62	8,71	8,63	8,63
2	8,99	8,64	8,85	8,88
3	8,58	8,73	8,77	8,61
4	9,70	9,15	9,42	9,21
5	8,56	8,58	8,48	8,5
6	8,99	9,20	9,18	8,96
7	8,8	8,77	8,70	8,86
8	8,88	8,79	8,98	8,89
9	8,85	9,04	8,70	8,85

10	8,84	9,02	8,80	8,84
11	8,82	9,01	8,81	8,83
12	8,81	9,04	8,84	8,80

Fonte: O Autor

A partir da subtração de cada linha da Tabela 16 com a tabela 15, obteve-se os resultados da espessura do reboco para cada lado (Tabela 17) e, assim, a média aritmética foi calculada.

Tabela 17 - Resultados da espessura do reboco (ER)

Ensaio	Lado 1	Lado 2	Lado 3	Lado 4	ER
1	0,50	0,59	0,50	0,50	0,52
2	0,87	0,52	0,72	0,75	0,72
3	0,46	0,61	0,64	0,48	0,55
4	1,58	1,03	1,29	1,08	1,24
5	0,44	0,46	0,35	0,37	0,40
6	0,87	1,08	1,05	0,83	0,96
7	0,68	0,65	0,57	0,73	0,66
8	0,76	0,67	0,85	0,76	0,76
9	0,73	0,92	0,57	0,72	0,73
10	0,72	0,90	0,67	0,71	0,75
11	0,70	0,89	0,68	0,70	0,74
12	0,69	0,92	0,71	0,67	0,75

Fonte: O Autor

A partir dos resultados observados na Tabela 17, pode-se deduzir que o reboco formado se apresentou fino e ideal como camada protetora nas paredes dos poços. Um reboco fino diminui as chances de ocorrência de prisão diferencial

6.3.2. Permeabilidade

A permeabilidade foi calculada através da Equação de Darcy para as condições de teste de filtrado que são 100 psi e 30 minutos (Equação 10). Os resultados de permeabilidade são apresentados na Tabela 18 (na faixa de temperatura de 55°C).

Tabela 18 - Resultados de permeabilidade (K) em (mD)

Ensaio	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K (mD) 10^{-3}	0,8	4,0	1,5	13,2	0,7	5,5	4,1	9,2	10,0	8,8	9,4	7,7

Fonte: O Autor

Pode-se observar, através dos resultados da Tabela 18, que os valores de permeabilidade são baixos. Estes resultados são excelentes, pois quanto menor a permeabilidade do reboco formado, menor será a perda de filtrado e maior será a estabilidade do poço. Também é possível observar que os menores valores de permeabilidade ocorrem nos fluidos de menor valor de volume de filtrado, indicando que, de fato, os fluidos (1) e (5) apresentaram o melhor desempenho.

A Figura 35 apresenta o reboco formado colhido no papel de filtro correspondente a cada fluido de perfuração formulado.

Figura 35 Reboco Formado referente aos fluidos de perfuração



Fonte: O Autor

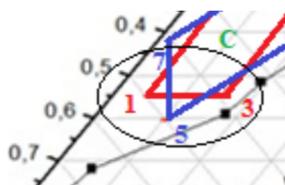
Pode-se observar que os pontos que correspondem às regiões ótimas de volume de filtrado e espessura, conforme visto nas Figuras 29 e 30, forneceram uma permeabilidade baixa. Este resultado é esperado e evidencia a importância de se estudar, especialmente, as propriedades de filtração e espessura de fluidos de perfuração.

No entanto, o ensaio de número 4 teve uma permeabilidade baixa, embora os valores de volume de filtrado e espessura não corresponderam à região ótima. Isto ocorreu devido, exclusivamente, ao baixo valor de viscosidade do fluido de perfuração do ensaio 4. Portanto, nem sempre quando a permeabilidade for baixa implicará que o fluido de perfuração esteja nas regiões ótimas das propriedades de filtração ou de espessura do reboco.

As propriedades de filtração e espessura do reboco são parâmetros essenciais que precisam estar sob controle. Sabe-se que a espessura do reboco precisa ser suficientemente pequena, no entanto, se o volume de filtrado apresentar um alto valor, o fluido não atenderá às necessidades e esperar-se-á problemas de perda de fluido para o meio. O inverso é negativamente recíproco, pois, embora o fluido possa ter bom valor na propriedade de filtração, a espessura pode ser desnecessariamente grande e esperar-se-á problemas de prisão diferencial.

Os menores valores de volume de filtrado, de 1,3 a 4,0 mL, foram obtidos quando a concentração de tensoativo diminuía e a da água aumentava na formulação dos fluidos (1,2, 3,5, e 7), obtendo-se os menores valores de volume de filtrado. O NP-100 apresenta BHL igual a 13, sendo mais solúvel em água. Isto favorece a interação das partículas sólidas da fase líquida (microemulsão O/A) do fluido de perfuração formulado, especialmente para os fluidos 1, 2, 3, 5 e 7, como mostra a Figura 36.

Figura 36 - Região dos fluidos de perfuração de menor volume de filtrado



Fonte: O Autor

Conclui-se então que, avaliar as propriedades de filtração e espessura são essenciais, pois estes parâmetros devem ser monitorados e, indiscutivelmente, apresentar valores baixos. A permeabilidade será um resultado direto destas variáveis, que estão correlacionadas, e o fluido de perfuração deve ser cuidadosamente manipulado para se alcançar os valores ótimos desejáveis.

7. CONCLUSÕES

Os fluidos de perfuração formulados com microemulsões contendo tensoativo NP-100, óleo de pinho e água-glicerina apresentaram-se como fluidos de perfuração promissores.

As viscosidades dos fluidos de perfuração formulados apresentaram valores em faixas aceitáveis e dentro das normas da Petrobras, sendo, portanto, interessantes para o uso sem a necessidade de aditivos viscosificantes.

As densidades dos fluidos de perfuração formulados se encontram dentro da faixa indicada no manual de fluidos de perfuração da Petrobras.

Os fluidos de perfuração compreendem o modelo reológico de Herschel-Bulkley e possuem uma estrutura muito forte abaixo da tensão limite de escoamento.

Todos os fluidos de perfuração formulados tiveram volume de filtrado inferior a 12,4, sendo estes considerados bons resultados e dentro das especificações das normas técnicas.

Os rebocos formados pelos fluidos de perfuração apresentam-se finos e de baixa permeabilidade, sendo este o tipo de reboco ideal para a estabilidade e segurança do poço.

Os modelos matemáticos empíricos foram estatisticamente significativos e, através deles, foi possível identificar as faixas de menor volume de filtrado e de espessura, encontrando-se, juntamente com o custo calculado, a região ótima de trabalho.

8. REFERÊNCIAS

AGWU, O. E., ISEMIN, I. A., AKPABIO, M. G., 2015. Cost benefit analysis of vegetables oils used as alternatives to diesel in the formulation of oil-based drilling muds. Nigeria Annual International Conference and Exhibition, SPE, Nigeria, 2015.

ALLEN, D., AUZERAIS, F., DUSSAN, E., GOODE, P., RAMAKRSHNAN, T. S., SCHWARTZ, L., WILKINSON, D., FORDHAM, E., HAMMOND, P., WILLIAMS, R. Invasion Revisited. **Oilfield Review**. Netherlands, v. 3 (3), p 10-23, 1991.

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L. **Avaliação de fluidos de perfuração de base aquosa contendo poliglicóis modificados**. 62 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

AMANULLAH, M., BUBSHAIT, A., ALLEN, T., FOREMAN, D. The aramco method—its drilling and production engineering significance. **SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition**, Al-khobar, Saudi Arabia, 15-18 Maio. SPE-149103, 2011.

ABAS- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ÁGUAS SUBTERRÂNEAS. Fluidos de Perfuração e Reboco. A verdadeira Parede, aspectos do Reboco e diferenças de densidade. 1 ed., 2018. Disponível em: <<http://www.abas.org/abasinforma/158/paginas/05.htm>>. Acesso em: 3 fev. 2019.

BAGERI, B. S.; ADEBAYO, A. R.; JABERI, J. A.; PATIL, S. Effect of perlite particles on the filtration properties of high-density barite weighted water-based drilling fluid. **Powder Technology**. [S. l.], v. 360, p. 1157-1166, 2020.

BALTAR, C. A. M.; LUZ, A. B.; Barita e Bentonita: Funções no fluido de perfuração e potencial de uso das reservas do nordeste do Brasil. **Imprensa da Universidade Coimbra**. Biblioteca Digital. 2012.

BENNET, C. O., MYERS, J. E. Fenômenos de Transporte, Quantidade de Calor e Massa, McGraw-Hill do Brasil LTDA, 1978.

BRUNETTI, F. Mecânica dos Fluidos. 2ª Edição. Editora Pearson, 2007.

CABRAL, A. G. **Estudo da influência dos óleos de mamona e pinho na eficiência de microemulsões utilizadas como colchões lavadores**, Trabalho final de curso, Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal da Paraíba, 2018.

CAENN, R., CHILLINGAR, G. V. Drilling Fluids: State of the Art. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. USA: Westport technology Center; Civil engineering department, University of Southern California. June, 1995.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 7. Ed. USA. Gulf Professional Publishing, 2017.

CAENN, R., CHILLINGAR, G. V. Drilling Fluids: State of the Art. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. [S. l.], v. 14, p. 221-230, 1996.

CONAGIN, A. Delineamentos Compostos Centrais Ortogonais, Rotacionais e Divisíveis em Blocos. **Revista Científica do Instituto Agrônomo**. Campinas, v. 41, n. 5, p. 49-56, 1982.

COSTA, C. M.; NACCACHE, M. F.; VARGES, P. Caracterização reológica de fluidos complexos. **Revista Brasileira de Iniciação Científica**. [S. l.], v. 4, p. 3-28, 2017.

CURBELO, F. D. S.; GARNICA, A. I. C.; ARAÚJO, E. A.; PAIVA, E. M.; CABRAL, A. G.; ARAÚJO, E. A.; FREITAS, J. C. O.; Vegetable oil-based preflush fluid in well cementing. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. [S. l.], v. 170, p. 392-399, 2018.

DALTIN, Decio. Tensoativos: química, propriedades e aplicações. 1. Ed., São Paulo: Blucher, 2011. 43 p.

DANTAS, A. P. T.; LEITE, R. S.; NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V. The influence of chemical additives in filtration control of inhibited drilling fluids. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, v.8, n. 3, p. 097-108, 2014.

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

DONG, B.; MENG, M.; QIU, Z.; LU, Z.; ZHANG, Y.; ZHONG, H. Formation damage prevention using microemulsion in tight sandstone gas reservoir. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. [S. l.], v. 173, p. 101-111, 2019.

DRILLING, A. The manual of methods, applications and management. 4 Ed., Florida: Australian Drilling Industry Training Committee Limited, Lewis Publishers, 1997.

EZEAKACHA, C. P., SALEHI, S. Experimental and statistical investigation of drilling fluid loss in porous media: Part 2 (Fractures). **Journal of Natural Gas Science and Engineering**. [S. l.], v. 65, p. 257-266, 2019.

FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; FERREIRA, H. C.; PEREIRA, E. Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: influência de dispersantes e umectante aniônicos. **Cerâmica**. [S. l.], v. 52, p. 307-314, 2006.

FARIAS, K. V.; PEREIRA, E.; AMORIM, L. V.; FERREIRA, H. C. Influência de Aditivos Dispersantes na Reologia e na Espessura do Reboco de Fluidos de Perfuração Hidroargilosos. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Salvador, 2005.

FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em poços de petróleo – Parte I. Revista Eletrônica de Materiais e Processos. [S. l.], v.4 , p. 14-25, 2009.

FORMARIZ, T. P.; URBAN, M. C. C.; SILVA JUNIOR, A. A.; GREMIÃO, M. P. D.; OLIVEIRA, A. G. Microemulsões e fases líquidas cristalinas como sistemas de liberação de fármacos. **Revista Brasileira de Ciências Farmacêuticas: Brazilian Journal of Pharmaceutical Sciences**, Araraquara/SP, v. 41, n. 3, p.01-13, 2005.

FOUST, A. S.; CLUMP, C. W.; ANDERSEN, L. B.; WENZEL, L. A.; MAUS, L. Princípios das operações unitárias. 2. ed. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1982.

GAO, D.; LI, Z.; GUAN, J.; LIANG, H. Seasonal variations in the concentration and removal of nonylphenol ethoxylates from the wastewater of a sewage treatment plant. **Journal of Environmental Sciences**, [S. l.], v. 54, p. 217-223, 2017.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos Constituintes dos Fluidos de Perfuração: Proposta de uma Formulação Otimizada e Ambientalmente correta. 4º PDPETRO. Campinas, 2007.

HAO, H.; GU, J; HUANG, J.; WANG, Z.; WANG, O.; ZOU, Y.; WANG, W. Comparative study on cementation of cement-mudcake interface with and without mud-cake-solidification-agents application in oil & gas wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. v.147, p. 143-153. 2016.

HOAR, T. P.; SCHULMAN, J. H. Transparent Water-in-Oil Dispersions: the Oleopathic Hydro-Micelle. *Nature*. [S. l.] v. 152, p. 102-103. 1943.

HUANG, H., HUANG, R., GUO, X., PAN, M., TENG, W., CHEN, Y., & Li, Z. Effects of pine oil additive and pilot injection strategies on energy distribution, combustion and emissions in a diesel engine at low-load condition. *Applied Energy*, [S. l.], v. 250, p. 185-197, 2019.

IRAMINA, WILSON SIGUEMASA. Fluidos de perfuração. Agosto de 2016. Notas de Aula. Departamento de Engenharia de Minas e Petróleo. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. 2016.

JAIN, R.; MAHTO, V. Formulation of a water based drilling fluid system with synthesized graft copolymer for troublesome shale formations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 38, p. 171-181, 2017.

JIAO, D., SHARMA, M.M. Mechanism of cake buildup in crossflow filtration of colloidal suspensions. *Journal of Colloid and Interface Science*. [S. l.], v. 162 (2), p. 454–462, 1994.

LARSEN, A. C. **Codigestão anaeróbia de glicerina bruta e efluente de fecularia**. 2009. 55 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola). Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE, Cascavel, 2009.

LEAL, P. C. **Um estudo sobre otimização de funções reais de várias variáveis: teoria e aplicações**. 2017. Dissertação (Mestrado em Mestrado Profissional em Matemática em Rede Nacional) - Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017

MACHADO, J. C. V.; OLIVEIRA, M. M. Concentração Ótima de Cloreto de Potássio para Reduzir a Capacidade de Hidratação de Formações Argilosas. Publicação interna, Petrobras, 1986.

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

MANIASSO, N. Ambientes Micelares em Química Analítica. *Quim. Nova*, v.24, No. 1, p.87-93, 2001.

MARTINS, J. S.; NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V. Influence of the addition of the lubricant and inerts solids in physical properties of drilling muds. *Associação Brasileira de Metalurgia, Materiais e Mineração*. r. 2176-1523, 2015.

MARTINS, L. F. **Estudo da formação e estabilidade de tortas de filtração na perfuração de poços de petróleo**. 2013. Dissertação de Mestrado. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica-RJ, 2013.

MELO, K. C. **Avaliação e modelagem reológica de fluidos de perfuração base água**. Natal, RN, 100 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.

MELO, R. P. F. **Extração do corante reactive Blue 19 utilizando tensoativo não iônico.** 2012. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, RN. 2012.

N-2604. Viscosificante para Fluidos Base Água na Exploração e Produção de Petróleo. PETROBRAS.1998.

MENDES, D. B.; SERRA, J. C. V. Glicerina: Uma abordagem sobre a produção e o tratamento. **Revista Liberato.** Novo Hamburgo, v. 13, n. 20, p. 1-9, 2012.

MINAKOV, A. V.; MIKHENKOVA, E. I.; VORONENKOVA, Y. O.; NEVEROX, A. L.; ZEER, G. M.; ZHARKOV, S. M. Systematic experimental investigation of filtration losses of drilling fluids containing silicone oxide nanoparticles. **Journal of Natural Gas Science and Engineering.** [S. l.], v. 71, 2019.

NOME, F.; NEVES, A.; IONESCU, L. G. Solution behavior of surfactant: theoretical and applied aspects, v. 2, New York, 1982.

NORMA API RP13B-1. Recommended Practice for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids. **API Recommended Practice 13B-2.** 5a ed, 2012.

NUMKAM, G. L.; AKBARI B.; Effect of surfactant chemistry on drilling mud performance. **Journal of Petroleum Science and Engineering,** v. 174, p. 1309-1320, 2019.

OLIVEIRA, A. G.; SCARPA, M. V.; CORREA, M. A.; RODRIGUES CERA, L. F.; FORMARIZ, T. P. Microemulsões: Estrutura e aplicações como sistema de liberação de fármacos. *Química Nova.* V. 27, n.1, p. 131-138. 2004.

OYLER K. W.; BURROWS, K. J.; WEST, G. C; SIEMS, D.; KIRSNER J. Diesel oil-based invert emulsion drilling fluids and methods of drilling boreholes. United States, Patent US 7,696,131 B2, 2010.

PACHECO, L. V., BORGES, R. F. O.; OLIVEIRA, B. R.; SCHEID, C. M.; CALÇADA, L. A. Study on the dissolution kinetics of NaCl in environmentally friendly drilling fluids containing glycerin. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. [S. l.], v. 182. 2019.

PETROBRAS, Ensaio de viscosificante para fluido de perfuração base de água na exploração e produção do petróleo. Método, N-2605, Rio de Janeiro, Brasil, 1998.

PETROBRAS, Manual de fluidos, 1. Ed., Rio de Janeiro, 2011.

PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTO: MÉTODO DE SUPERFÍCIE DE RESPOSTA. Portal Action. Disponível em: <<http://www.portalaction.com.br/planejamento-de-experimento/62-metodo-de-superficie-de-resposta>>. Acesso em: 19 de Fevereiro de 2020.

QUINTERO, L.; JONES, T. A.; PIETRANGELI, G. Phase Boundaries of Microemulsion Systems Help to Increase Productivity. Society of Petroleum Engineers. SPE 144209, 2011.

RODRIGUES, M. I. Planejamento de experimentos e otimização de processos. 3ª ed. – Campinas – SP: Casa do Espírito Amigo Fraternidade Fé e Amor, 2014.

ROSSI, C. G. F. T.; DANTAS, T. N. de C.; NETO, A. A.D.; MACIEL, M. A. M. Microemulsões: uma abordagem básica e perspectivas para aplicabilidade industrial. Revista Universidade Rural: Série Ciências Exatas e da Terra, Seropédica, RJ: EDUR, v. 26, n. 1-2, p. 45-66, jan-dez., 2007

SACOMAN, M. A. R. Otimização de Projetos utilizando GRG, Solver e Excel. In: XL Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia, 2012, Belém-PA. *Anais...* Belém: COGEME, 2012.

SANTOS, F. K. G.; ALVES, J. V. A.; DANTAS, T. N. C.; DANTAS NETO, A. A.; DUTRA JR, T. V.; BARROS NETO, E. L.; Determinação da Concentração micelar crítica de tensoativos obtidos a partir de óleos vegetais para uso na recuperação avançada do petróleo. 4º PDPETRO, Campinas, 2007.

SCHULMAN, J. H.; STOECKENIUS, W.; PRINCE, L. M. Mechanism of formation and structure of micro emulsions by electron microscopy. **The Journal of Physycal Chemistry**. [S. l.]. v. 63, p. 1677-1680. 1959.

SILVA, D. C.; ARAÚJO, C. R. B.; FREITAS, J. C. O.; RODRIGUES, M. A. F.; WANDERLEY NETO, A. O. Formulation of new microemulsion systems containing produced water for removal of filter cake from olefin-based drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. [S./l.] v. 193, 2020.

SILVA, G. C. **Sistema microemulsionado: caracterização e aplicação na indústria de Petróleo**. Natal, RN, 155 p. Tese (Doutorado em Química) – Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2011.

SILVA, G. V. **Seleção de Tensoativos e influência de um estabilizante para otimização de formulações de fluidos de perfuração a base de óleo vegetal**. 2005. 46 f. Monografia (Graduação em Química) – Laboratório de Pesquisa em Petróleo – Departamento de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

SILVA, J. D. F.; SILVA, Y. P.; PIATNICKI, C. M. S.; BÖCKEL, W. J.; MENDONÇA, C. R. B. Microemulsões: componentes, características, potencialidades em química de alimentos e outras aplicações. **Química Nova**. 2015.

SILVA, S. S. S.; NÓBREGA, K. C.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Avaliação de amidos modificados empregados na mineração para aplicação em fluidos de perfuração de poços de petróleo. **Revista Materia**, e-12427, 2019.

SOUSA, F. K. A.; RAMOS, A. P.; CAMPOS, L. F. A.; MENEZES, R. R.; FERREIRA, H. S.; NEVER, G. A.; Composição de argilas organofílicas obtida com tensoativo não-iônico para fluidos de perfuração base orgânica. **Cerâmica**. São Paulo, v. 57, n. 342, 2011.

SOUZA, GABRIEL SAHADE; LUPORINI, SAMUEL; RIGOLI, ISABEL CRISTINA. Rheological characterization of saline clay dispersion with xanthan gum for oil well drilling fluids. **RevistaMateria**. [S. l.], v. 22, 2017.

SULAIMON, A. A., ADEYEMI, B. J., & RAHIMI, M. Performance enhancement of selected vegetable oil as base fluid for drilling HPHT formation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. [S. l.], v. 152, p. 49-59, 2017.

MINITAB LLC. Suporte ao Minitab 2018. Disponível em: < <https://support.minitab.com/pt-br/minitab/18/>> Acesso em: 17 de Fevereiro de 2020.

TEIXEIRA NETO, E.; MALTA, M. M.; SANTOS, R. G. Medidas de tensão superficial pelo método de contagem de gotas: Descrição do método e experimentos com tensoativos não-iônicos etoxilados. **Química Nova**, [S. l.], v. 32, p. 223-227, 2009.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Interciência, Rio de Janeiro, RJ, 2004.

VRYZAS, Z., KELESSIDIS, V. C. Nano-Based Drilling Fluids: A Review. **Energies**, [S. l.], v. 10, 15 Abril, 2017.

WANDERLEY NETO, A. O.; SILVA, V. L.; RODRIGUES, D. V.; RIBEIRO, L. S.; SILVA, D. N. N.; FREITAS, J. C. O. A novel oil-in-water microemulsion as a cementation flushing fluid for removing non-aqueous filter cake. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. [S. l.] v. 184, 2020.

WILLIAM, J.M., PONMANI, S., SAMUEL, R., NAGARAJAN, R., SANGWAI, J.S. Effect of CuO and ZnO nanofluids in xanthan gum on the thermal, electrical and high pressure rheology of water based drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. [S. l.], v. 117, p. 15-27, 2014.

WINSOR, P.A. Hidrotody, solubilization, and related emulsification processes. **J. Chem. Trans.** Faraday Soc, London, v.44, n.1, p.376-398, 1948.

YUNITA, P.; IRAWAN, S.; KANIA, D. Optimization of Water-based Drilling Fluid Using Non-ionic and Anionic Surfactant Additives. **Procedia Engineering**. [S. l.], v. 148, p. 1184-1190, 2016.

ZEVIANI, W. M., RIBEIRO JUNIOR, P. J., BONAT, W. H.. Curso [2013]. Campina Grande, PB. 58º Reunião Anual da Região Brasileira da Sociedade Internacional de Biometria. 2013.

APÊNDICE A

Resultados dos Ensaio de Volume de Filtrado (EXCEL)

Tabela A1 – Resultados para o fluido de perfuração (1) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	542	9,0	438
0,4	700	11,7	
0,6	896	14,9	
0,8	1135	18,9	
1	1416	23,6	
1,2	1696	28,3	
1,3	1800	30,0	

Tabela A2 – Resultados para o fluido de perfuração (2) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	185	3,1	121
0,4	262	4,4	
0,6	344	5,7	
0,8	450	7,5	
1	545	9,1	
1,2	645	10,8	
1,4	758	12,6	
1,6	887	14,8	
1,8	998	16,6	
2	1146	19,1	
2,2	1297	21,6	
2,4	1438	24,0	
2,6	1688	28,1	
2,8	1800	30,0	

Tabela A3 – Resultados para o fluido de perfuração (3) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	125	2,1	89
0,4	183	3,1	
0,6	249	4,2	
0,8	353	5,9	
1	412	6,9	
2	822	13,7	
3	1291	21,5	
3,7	1800	30,0	

Tabela A4 – Resultados para o fluido de perfuração (4) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,1	12	0,2	6
0,3	45	0,8	
0,4	60	1,0	
0,4	77	1,3	
0,6	96	1,6	
0,7	106	1,8	
0,9	139	2,3	
1,2	180	3,0	
1,5	217	3,6	
1,8	255	4,3	
2,1	300	5,0	
2,4	344	5,7	
2,7	389	6,5	
3,0	446	7,4	
3,3	492	8,2	
3,6	542	9,0	
3,9	600	10,0	
4,2	662	11,0	
4,5	720	12,0	
4,8	812	13,5	
5,1	881	14,7	
5,4	950	15,8	
5,7	1026	17,1	
6,0	1087	18,1	
6,3	1167	19,5	
6,6	1246	20,8	
6,9	1330	22,2	
7,2	1403	23,4	
7,5	1445	24,1	
7,8	1582	26,4	
8,1	1672	27,9	
8,4	1766	29,4	
8,5	1800	30,0	

Tabela A5 – Resultados para o fluido de perfuração (5) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	210	3,5	69
0,4	316	5,3	
0,6	438	7,3	
0,8	578	9,6	
1	763	12,7	
1,2	920	15,3	
1,4	1126	18,8	
1,6	1410	23,5	
1,8	1652	27,5	
2	1800	30,0	

Tabela A6 – Resultados para o fluido de perfuração (6) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,1	71	1,2	56
0,3	113	1,9	
0,5	162	2,7	
0,8	205	3,4	
1,0	254	4,2	
1,3	254	4,2	
1,5	310	5,2	
1,8	380	6,3	
2,0	420	7,0	
2,3	480	8,0	
2,5	540	9,0	
2,8	600	10,0	
3,1	681	11,4	
3,3	758	12,6	
3,6	840	14,0	
3,8	930	15,5	
4,1	1020	17,0	
4,3	1100	18,3	
4,6	1200	20,0	
4,8	1280	21,3	
5,1	1391	23,2	
5,3	1498	25,0	
5,6	1616	26,9	
5,9	1730	28,8	
6,1	1800	30,0	

Tabela A7 – Resultados para o fluido de perfuração (7) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	113	1,9	66
0,4	193	3,2	
0,6	285	4,8	
0,8	363	6,1	
1	455	7,6	
1,2	545	9,1	
1,4	633	10,6	
1,6	727	12,1	
1,8	840	14,0	
2	965	16,1	
2,2	1083	18,1	
2,4	1230	20,5	
3	1500	25,0	
4	1800	30,0	

Tabela A8 – Resultados para o fluido de perfuração (8) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	43	0,7	20
0,4	56	0,9	
0,6	65	1,1	
0,8	76	1,3	
1	95	1,6	
2	180	3,0	
3	280	4,7	
4	365	6,1	
5	473	7,9	
6	617	10,3	
7	741	12,4	
8	907	15,1	
9	1071	17,9	
10	1281	21,4	
11	1480	24,7	
12	1718	28,6	
12,4	1800	30,0	

Tabela A9 – Resultados para o fluido de perfuração (9) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	46	0,8	38
0,4	64	1,1	
0,6	85	1,4	
0,8	104	1,7	
1	122	2,0	
1,2	150	2,5	
1,4	175	2,9	
1,6	198	3,3	
1,8	226	3,8	
2	249	4,2	
3	366	6,1	
4	502	8,4	
5	629	10,5	
6	790	13,2	
7	950	15,8	
8	1157	19,3	
9	1440	24,0	
10	1736	28,9	
10,4	1800	30,0	

Tabela A10 – Resultados para o fluido de perfuração (10) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	63	1,1	49
0,4	84	1,4	
0,6	105	1,8	
0,8	126	2,1	
1	144	2,4	
1,2	180	3,0	
1,4	195	3,3	
1,6	219	3,7	
1,8	243	4,1	
2	275	4,6	
3	392	6,5	
4	516	8,6	
5	651	10,9	
6	796	13,3	
7	980	16,3	
8	1186	19,8	
9	1422	23,7	
9,5	1686	28,1	
9,8	1800	30,0	

Tabela A11 – Resultados para o fluido de perfuração (11) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	56	0,9	41
0,4	71	1,2	
0,6	96	1,6	
0,8	115	1,9	
1	137	2,3	
1,2	162	2,7	
1,4	181	3,0	
1,6	211	3,5	
1,8	242	4,0	
2	267	4,5	
3	380	6,3	
4	514	8,6	
5	640	10,7	
6	802	13,4	
7	964	16,1	
8	1170	19,5	
9	1410	23,5	
10	1693	28,2	
10,1	1800	30,0	

Tabela A12 – Resultados para o fluido de perfuração (12) – Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	60	1,0	45
0,4	75	1,3	
0,6	101	1,7	
0,8	121	2,0	
1	140	2,3	
1,2	166	2,8	
1,4	184	3,1	
1,6	219	3,7	
1,8	253	4,2	
2	274	4,6	
3	392	6,5	
4	519	8,7	
5	648	10,8	
6	815	13,6	
7	970	16,2	
8	1184	19,7	
9	1421	23,7	
9,5	1705	28,4	
9,9	1800	30,0	

Tabela A13 – Resultados para o fluido de perfuração médio dos pontos centrais (13) –
Volume de filtrado

Vol (mL)	Tempo (s)	Tempo (min)	Início de Filtrado (s)
0,2	56	0,9	43
0,4	74	1,2	
0,6	97	1,6	
0,8	117	1,9	
1	136	2,3	
1,2	165	2,7	
1,4	184	3,1	
1,6	212	3,5	
1,8	241	4,0	
2	266	4,4	
3	383	6,4	
4	513	8,5	
5	642	10,7	
6	801	13,3	
7	966	16,1	
8	1174	19,6	
9	1423	23,7	
9,75	1705	28,4	
10,05	1800	30,0	

APÊNDICE B

Resultados das taxas de deformação e tensões de cisalhamento

Tabela B1 – Resultados do fluido de perfuração (1) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	44,0
510,9	22,3
340,6	15,1
170,3	8,7
10,2	1,2
5,1	0,4

Tabela B2 – Resultados do fluido de perfuração (2) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	47,6
510,9	24,1
340,6	16,2
170,3	9,4
10,2	1,1
5,1	0,7

Tabela B3 – Resultados do fluido de perfuração (3) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	26,1
510,9	12,9
340,6	8,8
170,3	4,7
10,2	0,8
5,1	0,6

Tabela B4 – Resultados do fluido de perfuração (4) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	25,0
510,9	12,2
340,6	8,4
170,3	4,5
10,2	0,7
5,1	0,5

Tabela B5 – Resultados do fluido de perfuração (5) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	31,4
510,9	15,3
340,6	12,8
170,3	10,7
10,2	1,4
5,1	1,0

Tabela B6 – Resultados do fluido de perfuração (6) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	27,3
510,9	14,0
340,6	10,6
170,3	6,6
10,2	1,1
5,1	0,8

Tabela B7 – Resultados do fluido de perfuração (7) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	44,0
510,9	22,4
340,6	15,3
170,3	8,5
10,2	0,9
5,1	0,7

Tabela B8 – Resultados do fluido de perfuração (8) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	33,8
510,9	17,5
340,6	12,1
170,3	6,6
10,2	1,0
5,1	0,7

Tabela B9 – Resultados da média dos fluidos de perfuração dos pontos centrais (PC) para taxas de deformação e tensão de cisalhamento

Taxa de deformação, γ (s^{-1})	Tensão de Cisalhamento, τ (N/m^2)
1021,8	40,0
510,9	20,4
340,6	14,3
170,3	7,0
10,2	1,3
5,1	0,6

APÊNDICE C

Fluido de Perfuração	Viscosidade do Filtrado (cP) 55°C
1	13,56
2	21,96
3	8,06
4	13,84
5	10,17
6	10,51
7	17,34
8	10,86
9	14,77
10	13,35
11	14,08
12	11,61

ANEXO A

Tabela de distribuição F de Fisher-Snedecor ao nível de 5% de Probabilidade

v1 ⇨	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	15	20	24	25	30
v2 ↓																	
1	161.45	199.50	215.71	224.58	230.16	233.99	236.77	238.88	240.54	241.88	242.98	243.90	245.95	248.02	249.05	249.26	250.10
2	18.51	19.00	19.16	19.25	19.30	19.33	19.35	19.37	19.38	19.40	19.40	19.41	19.43	19.45	19.45	19.46	19.46
3	10.13	9.55	9.28	9.12	9.01	8.94	8.89	8.85	8.81	8.79	8.76	8.74	8.70	8.66	8.64	8.63	8.62
4	7.71	6.94	6.59	6.39	6.26	6.16	6.09	6.04	6.00	5.96	5.94	5.91	5.86	5.80	5.77	5.77	5.75
5	6.61	5.79	5.41	5.19	5.05	4.95	4.88	4.82	4.77	4.74	4.70	4.68	4.62	4.56	4.53	4.52	4.50
6	5.99	5.14	4.76	4.53	4.39	4.28	4.21	4.15	4.10	4.06	4.03	4.00	3.94	3.87	3.84	3.83	3.81
7	5.59	4.74	4.35	4.12	3.97	3.87	3.79	3.73	3.68	3.64	3.60	3.57	3.51	3.44	3.41	3.40	3.38
8	5.32	4.46	4.07	3.84	3.69	3.58	3.50	3.44	3.39	3.35	3.31	3.28	3.22	3.15	3.12	3.11	3.08
9	5.12	4.26	3.86	3.63	3.48	3.37	3.29	3.23	3.18	3.14	3.10	3.07	3.01	2.94	2.90	2.89	2.86
10	4.96	4.10	3.71	3.48	3.33	3.22	3.14	3.07	3.02	2.98	2.94	2.91	2.85	2.77	2.74	2.73	2.70
11	4.84	3.98	3.59	3.36	3.20	3.09	3.01	2.95	2.90	2.85	2.82	2.79	2.72	2.65	2.61	2.60	2.57
12	4.75	3.89	3.49	3.26	3.11	3.00	2.91	2.85	2.80	2.75	2.72	2.69	2.62	2.54	2.51	2.50	2.47
13	4.67	3.81	3.41	3.18	3.03	2.92	2.83	2.77	2.71	2.67	2.63	2.60	2.53	2.46	2.42	2.41	2.38
14	4.60	3.74	3.34	3.11	2.96	2.85	2.76	2.70	2.65	2.60	2.57	2.53	2.46	2.39	2.35	2.34	2.31
15	4.54	3.68	3.29	3.06	2.90	2.79	2.71	2.64	2.59	2.54	2.51	2.48	2.40	2.33	2.29	2.28	2.25
16	4.49	3.63	3.24	3.01	2.85	2.74	2.66	2.59	2.54	2.49	2.46	2.42	2.35	2.28	2.24	2.23	2.19
17	4.45	3.59	3.20	2.96	2.81	2.70	2.61	2.55	2.49	2.45	2.41	2.38	2.31	2.23	2.19	2.18	2.15
18	4.41	3.55	3.16	2.93	2.77	2.66	2.58	2.51	2.46	2.41	2.37	2.34	2.27	2.19	2.15	2.14	2.11
19	4.38	3.52	3.13	2.90	2.74	2.63	2.54	2.48	2.42	2.38	2.34	2.31	2.23	2.16	2.11	2.11	2.07
20	4.35	3.49	3.10	2.87	2.71	2.60	2.51	2.45	2.39	2.35	2.31	2.28	2.20	2.12	2.08	2.07	2.04
21	4.32	3.47	3.07	2.84	2.68	2.57	2.49	2.42	2.37	2.32	2.28	2.25	2.18	2.10	2.05	2.05	2.01
22	4.30	3.44	3.05	2.82	2.66	2.55	2.46	2.40	2.34	2.30	2.26	2.23	2.15	2.07	2.03	2.02	1.98
23	4.28	3.42	3.03	2.80	2.64	2.53	2.44	2.37	2.32	2.27	2.24	2.20	2.13	2.05	2.01	2.00	1.96
24	4.26	3.40	3.01	2.78	2.62	2.51	2.42	2.36	2.30	2.25	2.22	2.18	2.11	2.03	1.98	1.97	1.94
25	4.24	3.39	2.99	2.76	2.60	2.49	2.40	2.34	2.28	2.24	2.20	2.16	2.09	2.01	1.96	1.96	1.92
26	4.23	3.37	2.98	2.74	2.59	2.47	2.39	2.32	2.27	2.22	2.18	2.15	2.07	1.99	1.95	1.94	1.90
27	4.21	3.35	2.96	2.73	2.57	2.46	2.37	2.31	2.25	2.20	2.17	2.13	2.06	1.97	1.93	1.92	1.88
28	4.20	3.34	2.95	2.71	2.56	2.45	2.36	2.29	2.24	2.19	2.15	2.12	2.04	1.96	1.91	1.91	1.87
29	4.18	3.33	2.93	2.70	2.55	2.43	2.35	2.28	2.22	2.18	2.14	2.10	2.03	1.94	1.90	1.89	1.85
30	4.17	3.32	2.92	2.69	2.53	2.42	2.33	2.27	2.21	2.16	2.13	2.09	2.01	1.93	1.89	1.88	1.84
35	4.12	3.27	2.87	2.64	2.49	2.37	2.29	2.22	2.16	2.11	2.07	2.04	1.96	1.88	1.83	1.82	1.79
40	4.08	3.23	2.84	2.61	2.45	2.34	2.25	2.18	2.12	2.08	2.04	2.00	1.92	1.84	1.79	1.78	1.74