



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA

GUILHERME NAYLSON ALVES DE MELO

**DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE ÓLEO
VEGETAL PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE
PETRÓLEO**

JOÃO PESSOA

2019

GUILHERME NAYLSON ALVES DE MELO

**DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE ÓLEO
VEGETAL PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE
PETRÓLEO**

Monografia apresentada à Coordenação do
Curso de Engenharia Química, da
Universidade Federal da Paraíba, como
requisito para obtenção grau de Bacharel em
Engenharia Química.

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

JOÃO PESSOA

2019

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

M528d Melo, Guilherme Naylson Alves de.
DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE ÓLEO
VEGETAL PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE
PETRÓLEO / Guilherme Naylson Alves de Melo. - João
Pessoa, 2019.
47 f.

Orientação: Fabíola Curbelo.
Monografia (Graduação) - UFPB/CT.

1. óleo vegetal. I. Curbelo, Fabíola. II. Título.

UFPB/BC

GUILHERME NAYLSON ALVES DE MELO

**DESENVOLVIMENTO DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO BASE ÓLEO
VEGETAL PARA SER UTILIZADO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE
PETRÓLEO**

Trabalho Final de Curso submetido à Coordenação Curso de Engenharia
Química da Universidade Federal da Paraíba, como requisito para
Obtenção do título de bacharel em Engenharia Química.

Aprovado em _____ de _____ de _____

BANCA EXAMINADORA

Presidente: Prof. Dra. Fabíola Dias da Silva Curbelo

Membro: Prof. Dr. Alfredo Ismael Curbelo Garnica

Membro: Elayne Andrade Araújo

“Dedico este trabalho aos meus pais, Severino Arruda de Melo e Severina Maria Alves de Melo, por terem sido minha base e por todo apoio dado na minha vida.”

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter segurado a minha mão, me levantado quando caí, por ter me dado força, coragem e pessoas que me ajudassem a suportar este fardo e por sempre me guardar.

A minha família, por serem a minha base, me apoiarem, me dado suporte e estarem comigo nos melhores e piores momentos da minha vida, em especial aos meus pais, Severino Arruda de Medo e Severina Maria Alves de Melo e ao meu irmão, Gustavo Alves de Melo, sem vocês eu não teria conseguido e não seria nada. Essa vitória é nossa.

A minha namorada, Mariana Alves Cartaxo, por ter sido meu porto seguro em toda essa jornada acadêmica, me ajudado a segurar a barra e por estar comigo quando mais precisei.

A Prof. Dra. Fabíola Dias, por toda orientação, auxílio e suporte possível, para o desenvolvimento e conclusão de curso, bem como todos os ensinamentos transmitidos.

A todas as amizades verdadeiras que construí nessa trajetória e as antigas, por terem me ajudado direta ou indiretamente e por acreditarem em mim. Levarei vocês sempre comigo.

*“Nunca se esqueça quem você é,
Porque é certo que o mundo não se lembrará.
Faça disso sua força.
Assim, não poderá ser nunca a sua fraqueza.
Arme-se com esta lembrança,
E ela nunca poderá ser usada para magoá-lo”.*

Tyrion Lannister

RESUMO

Fluidos de perfuração são fluidos utilizados em poços de petróleo, na etapa de perfuração, que agem auxiliando em todo o processo. As especificações para um fluido são: ser quimicamente estável; facilitar a separação do cascalho na superfície; manter os sólidos suspensos quando estiver em repouso; deixar as paredes dos poços estáveis; ser inerte em relação aos danos às rochas produtoras; ser bombeável; ter uma boa relação custo-benefício; ser pouco corrosivo e abrasivo aos equipamentos do sistema de perfuração; aceitar qualquer tratamento físico e químico; facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço. O presente trabalho tem como objetivo, a obtenção de um fluido de perfuração à base de microemulsões, que são sistemas com maior estabilidade e constituídos de água, óleo e tensoativo não iônico. Para escolha do melhor ponto da microemulsão, foram feitos diagramas ternários, com diversos pontos em diferentes proporções de água, óleo e tensoativo, a partir de titulação, identificando todas as possíveis regiões de Winsor, sendo a região de WIV, a que forma microemulsão e escolhida para o desenvolvimento do fluido. Os fluidos de perfuração podem ser base água, óleo ou gás e, recentemente, estão sendo bastante utilizados os fluidos sintéticos. Neste trabalho, o fluido desenvolvido é de base óleo, ou seja, existe uma maior quantidade de óleo na microemulsão. A reologia do fluido foi feita no viscosímetro Fann, modelo 35A, com a configuração R1B1. Também foram feitos testes de volume de filtrado, a fim de garantir a estabilidade do poço e impedir a invasão às formações rochosas. Os resultados para as forças géis, viscosidade plástica, aparente e limite de escoamento estão de acordo com as especificações da norma PETROBRAS N-2604, baseada na API Spec 13A, do American Petroleum Institute, bem como a massa específica. De acordo com os resultados dos testes reológicos e de filtrado, conclui-se que foi obtido um fluido de perfuração microemulsionado base óleo vegetal, que com o estudo mais aprofundado, pode ser usado na perfuração de poços, sendo o fluido 1 (60% tensoativo, 30% fase oleosa e 10% fase aquosa) o mais indicado, por apresentar boa reologia e baixo volume de filtrado.

Palavras-chave: óleo vegetal; tensoativo não iônico; microemulsão; fluido de perfuração.

ABSTRACT

Drilling fluids are fluids used in oil wells, in the drilling step, which act assisting in the whole process. The specifications for a fluid are: to be chemically stable; to facilitate the separation of gravel on the surface; to keep solids suspended when at rest; to leave the walls of the wells stable; to be inert in relation to damage to producing rocks; to be pumpable; to have a good cost-benefit ratio; to be mildly corrosive and abrasive to the drilling system equipments; to accept any physical and chemical treatment; to facilitate geological interpretations of the material removed from the well. The objective of this work is to obtain a drilling fluid based on microemulsions, which are systems with higher stability and constituted of water, oil and nonionic surfactant. To choose the best point of the microemulsion, ternary diagrams were made, with several points in different proportions of water, oil and surfactant, from titration, identifying all possible Winsor regions, being the region of WIV, to which form Microemulsion and chosen for the development of fluid. The drilling fluids can be based on water, oil or gas and, recently, the synthetic fluids are being widely used. In this work, the developed fluid is based on oil, that is, there is a greater amount of oil in the microemulsion. The fluid rheology was performed in the Fann Viscosimeter, model 35A, with the R1B1 configuration. Filtrate volume tests were also made in order to ensure the stability of the well and prevent invasion to rock formations. The results for the gels, plastic viscosity, apparent and yield limit are in the specifications of the standard PETROBRAS N-2604, based on the API Spec 13A, the American Petroleum Institute, as well as the specific mass. According to the results of the rheological and filtration tests, it was concluded that a microemulsion drilling fluid based on vegetable oil was obtained, which with the more detailed study can be used in drilling wells, with fluid 1 (60% surfactant, 30% oily phase and 10% aqueous phase), due to the good rheology and low filtrate volume.

Keywords: vegetable oil; Nonionic surfactant; drilling fluid; microemulsion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Classificação das regiões de Winsor.....	29
Figura 2 - Diagrama de fases ternário.	30
Figura 3 - Agitador mecânico IKA® RW 20.	33
Figura 4 - Viscosímetro Fann VG modelo 35A.	34
Figura 5 - Balança de lama Fann modelo 140.	36
Figura 6 - Filtro Fann 300 series.	37
Figura 7 - Diagrama de fases ternário	38
Figura 8 - Taxa de deformação x tensão de cisalhamento.....	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resultados do ensaio reológico para os dois fluidos.	39
Tabela 2 - Taxa de deformação e tensão de cisalhamento determinados.	39
Tabela 3 - Parâmetros ajustados ao modelo matemático.	40
Tabela 4 - Viscosidade aparente, plástica e limite de escoamento dos fluidos.	41
Tabela 5 - Tensão de cisalhamento teórica e experimental.	41

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	17
2.1	PERFURAÇÃO DE POÇOS	17
2.2	FLUIDO DE PERFURAÇÃO	19
2.2.1	Fluidos à base de água	20
2.2.2	Fluidos à base de óleo	21
2.2.3	Fluidos à base de ar	21
2.2.4	Fluidos de base sintética	22
2.3	PROPRIEDADES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	22
2.3.1	Densidade	23
2.3.2	Parâmetros reológicos e força gel	23
2.3.3	Parâmetros de filtração	24
2.3.4	Teor de sólidos	24
2.3.5	pH	25
2.3.6	Alcalinidades	25
2.3.7	Salinidade	26
2.4	COMPONENTES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	26
2.4.1	Base orgânica	26
2.4.2	Fase aquosa	27
2.4.3	Agente molhante	27
2.4.4	Modificador reológico	27
2.4.5	Cal hidratada	28
2.4.6	Viscosificante	28
2.4.7	Redutor de filtrado	28
2.4.8	Adensante	29
2.5	MICROEMULSÕES	29
2.5.1	Diagrama de fases	30
3	MATERIAIS E MÉTODOS	32
3.1	DIAGRAMA DE FASES	32
3.2	FORMULAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	33
3.3	ENSAIO REOLÓGICO	34

3.4	DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA	35
3.5	ENSAIOS DE FILTRAÇÃO	36
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	38
4.1	DIAGRAMA DE FASES	38
4.2	ENSAIO REOLÓGICO.....	39
4.3	DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA	42
4.4	VOLUME DE FILTRADO	42
5	CONCLUSÃO	44
	REFERÊNCIAS	44

1 INTRODUÇÃO

Descobrir um poço de petróleo é uma atividade que dispende tempo e empenho da equipe de perfuração, além da análise de dados geológicos e geofísicos das bacias sedimentares. Nos métodos geológicos de prospecção, as rochas vistas na superfície, ou as que são retiradas do poço, são observadas diretamente, a fim de deduzir sua composição e estrutura. Nos métodos geofísicos, são observadas as rochas que não são possíveis de ver diretamente, utilizando-se instrumentos sofisticados, para a obtenção das propriedades físicas.

A metodologia mais utilizada é o estudo sísmico, em que a análise é feita por refração ou por reflexão, a depender do objeto a ser estudado. Nas prospecções offshore (no mar), são utilizados canhões de ar comprimido e o som é detectado por hidrofones e nas onshore (na terra), são utilizados dinamite ou canhões de vibração e o som por geofones (THOMAS, 2014).

Após a prospecção, para que o petróleo chegue até a superfície, é necessário que haja a perfuração do poço, de tal modo que atinja o reservatório e eleve o produto até a superfície. Devido a busca incessante pelo petróleo em locais cada vez mais profundos, novas tecnologias na perfuração necessitaram ser implantadas.

O fluido de perfuração é um dos constituintes do processo de perfuração de poços de petróleo e deve garantir uma perfuração rápida e segura. Ele atua no meio para lubrificar e esfriar a broca, remover os cascalhos em suspensão e levá-los até a superfície e controlar a pressão hidrostática nas formações rochosas.

Durante as atividades de perfuração, o fluido é bombeado da unidade de perfuração até o poço pelo interior de uma coluna de perfuração. Essa unidade de perfuração é o local por onde o fluido circula e é a partir desse sistema que ele é bombeado do tanque de sucção até o poço, retornando pelo espaço anular da coluna, chegando até a peneira vibratória, para a separação dos sólidos extraídos e posteriormente resfriado e tratado, para ser novamente bombeado para o poço (GUIMARÃES; ROSSI, 2007).

A eficiência do processo de perfuração usado atualmente, que foi originada por volta da metade do século XIX, está diretamente ligada a necessidade dos fluidos de perfuração. Através de uma patente concebida ao doutor Chapman, em 1887, foi

reconhecida a importância da utilização dos fluidos de perfuração, que utilizou grãos e cimento como aditivos para composição do fluido e foi usado em um processo de perfuração rotacional. Entretanto, foram verificados problemas de instabilidade, inchamento e colapso do poço, atribuindo-se a esta instabilidade a presença de água (CHAPMAN apud SEIXAS, 2010).

O descarte incorreto dos fluidos de perfuração no mar, afetam diretamente a qualidade da água, a toda vida marítima e a cadeia alimentar dependente desta e à saúde dos trabalhadores em contato direto com estes produtos, além de afetar a vida das populações próximas aos mares. Testes de biodegradação, bioacumulação e bioconcentração são importantes a serem avaliados para o estabelecimento de uma regulamentação de descarte dos fluidos de perfuração (VASCONCELLOS; FERREIRA, 2003).

Tendo em vista toda preocupação ambiental, de características físicas, pressão e ação no meio, produzir um fluido que seja correto ecologicamente, e que atenda todas as exigências destacadas nas legislações, com o equilíbrio entre o custo e a aplicabilidade, é uma tarefa que demanda muito tempo de estudo e análises, devido à grande quantidade de componentes e, principalmente, moléculas orgânicas, levando a grande necessidade do desenvolvimento destes.

Para que o fluido possa assumir todas as funções que ele necessita desempenhar no sistema, é necessário que ele seja composto por substâncias que auxiliem na sua performance, com qualidade e segurança, além de formarem um sistema homogêneo e consistente, que resista à pressão e temperatura do interior dos poços e à ação da broca rotativa utilizada na perfuração.

De acordo com Corona (2014), a formulação adequada de um fluido de perfuração é de extrema importância, visto que, caso todos os componentes do fluido não o confirmem estabilidade, diversos problemas podem ser causados ao sistema de perfuração, como a perda de circulação, ineficiência da limpeza do poço, ocasionar um potencial agressivo ao meio ambiente, ser um potencial formador de hidratos, entre outros. Desse modo, o objetivo deste trabalho é obter uma formulação de fluido de perfuração que seja possível atuar em diversos sistemas, sendo pouco agressivo ao meio ambiente e com estabilidade, à base de microemulsões.

Apesar da existência de várias pesquisas e desenvolvimento de fluidos de perfuração base água, óleo, ar e sintéticos, o presente trabalho diferencia-se dos demais por utilizar microemulsões como base para desenvolvimento de um fluido base óleo, devido à alta estabilidade e capacidade de manter os sólidos em suspensão no processo, durante as paradas de circulação utilizando óleo vegetal, de forma que seja menos agressivo ao meio ambiente e de maior aceitação nas etapas de perfuração, conferindo as mesmas vantagens do uso de um fluido base óleo convencional.

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho teve como objetivo o desenvolvimento de um fluido de perfuração ecologicamente correto, dentro dos parâmetros exigidos pela API (American Petroleum Institute), quanto às suas propriedades, utilizando um sistema microemulsionado como base para formulação do mesmo, contendo óleo vegetal como fase oleosa, de modo que seja pouco agressivo ao meio ambiente.

De forma específica, os objetivos deste trabalho são:

- 1) Obter o diagrama ternário, para identificar a região de microemulsão;
- 2) Formular o fluido de perfuração utilizando o sistema microemulsionado pré-estabelecido;
- 3) Estudar as propriedades do fluido, como massa específica;
- 4) Reologia e volume de filtrado.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O interesse econômico pelo petróleo teve início no começo do século XIX, ao ser utilizado como fonte de energia, substituindo o gás proveniente da destilação do carvão vegetal, para a iluminação pública, o chamado "petróleo iluminante". Esta função perdurou apenas até as décadas de 1870/80, quando Thomas Edison conseguiu sistematizar e desenvolver o conhecimento em energia elétrica, suplantando qualquer outra fonte de iluminação. Com isto, o interesse comercial pelo fóssil reduziu drasticamente, voltando apenas no final do século XIX, principalmente no século XX, a partir da invenção dos motores a gasolina e a diesel (NETO; COSTA, 2007).

Para que seja feita a exploração do petróleo, três passos imprescindíveis a antecedem: a prospecção, que consiste na localização das bacias sedimentares, através de análises geológicas e geofísicas do solo; a perfuração, que é feita após serem descobertas as reservas de petróleo, pode atingir profundidades de 800 a 6.000 metros, sendo feita através de sondas de perfuração, na terra, e com plataformas marinhas, no mar, contando com o auxílio essencial dos fluidos de perfuração; por fim, a extração do petróleo, que consiste na remoção do mesmo do subsolo, após montado o sistema de perfuração.

2.1 PERFURAÇÃO DE POÇOS

Nas operações de prospecção por petróleo, seja no mar (offshore) ou na terra (onshore), visando levar o petróleo à superfície, são necessárias a perfuração de poços que viabilizem a sua elevação. A perfuração dos poços é feita com uma sonda, perfurando as rochas com a ação rotativa da broca que fica na extremidade da coluna de perfuração (VICTOR et. al., 2012).

Os custos com a perfuração são elevados, sendo mais significativos em se tratando de poços offshore. Fatores desfavoráveis, como o tipo de terreno e localização do poço (florestas, rios, mares, grandes profundidades etc.), formação geológica, ocorrência de gás sulfídrico, fluido de perfuração e equipamentos inadequados, entre outros contribuem para onerar o custo das operações de perfuração (GAUTO, 2011).

A eficiência de um projeto de perfuração está diretamente influenciada por diversos fatores, até mesmo de processos anteriores à perfuração propriamente dita, como o trabalho de engenheiros e geólogos que trabalham na escolha das melhores coordenadas da cabeça de poço, além de coordenadas de latitude, longitude e profundidade para atingir o local (alvo) de maior interesse no ponto de vista geológico (porosidade e permeabilidade) e de acumulação de fluido (óleo, gás e água) (SANTOS, 2014).

Os poços a serem inicialmente perfurados são denominados pioneiros e têm como objetivo sondar regiões ainda não produtoras. Caso um poço pioneiro acuse alguma descoberta, são perfurados outros poços para demarcar os limites do campo, chamados poços de delimitação ou extensão. Esta avaliação da extensão da jazida informa se é comercialmente viável produzir o petróleo descoberto. Todos os poços perfurados até então são classificados como exploratórios. Encontrando-se volume comercialmente viável, começa a fase da produção naquele campo. São perfurados os poços de desenvolvimento, que colocam o campo em produção. Deve ser ressaltado que em certos casos se aproveitam os poços pioneiros e de delimitação para produzir (FILHO e HAMACHER, 2015).

De acordo com Thomas (2004), a perfuração de um poço é realizada através de uma sonda. As rochas são perfuradas pela ação rotativa de uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos da rocha são removidos pela ação de um fluido de perfuração ou lama injetados por bombeamento nesta coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada e é colocada uma coluna de revestimento em aço de diâmetro inferior ao da broca e, ainda, é executada a cimentação entre os anulares (união) dos tubos de revestimento, garantindo a segurança. Após isso, a coluna de perfuração é novamente descida ao poço com uma nova broca de menor diâmetro, assim sucessivamente até o final da perfuração.

Após a perfuração, é necessário prover o poço de todas as facilidades mecânicas, químicas e físico-químicas para permitir a produção ou injeção de fluidos, sejam eles óleo, gás, água, vapor, misturas e fluidos especiais, através do processo de completção. Esta inicia-se logo após a perfuração do poço e suas diversas operações podem ocorrer em toda a vida produtiva do poço até o seu abandono (SANTOS, 2014).

2.2 FLUIDO DE PERFURAÇÃO

A API (American Petroleum Institute, 1993) classifica como fluido de perfuração qualquer fluido circulante usado para tornar viável uma operação de perfuração, entretanto, devido à complexidade e às diversas técnicas empregadas em sua produção, diversos autores agregaram mais conceitos à definição do fluido de perfuração.

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de gases, sólidos e líquidos, constituídos de duas fases: uma contínua e uma dispersa. São fluidos circulantes, que atuam na etapa de perfuração de poços de petróleo e necessitam atender determinadas exigências, segundo Thomas (2004):

- i. Ser quimicamente estável;
- ii. Facilitar a separação do cascalho na superfície;
- iii. Manter os sólidos suspensos quando estiver em repouso;
- iv. Deixar as paredes do poço estável;
- v. Ser inerte em relação aos danos às rochas produtoras;
- vi. Ser bombeável;
- vii. Ter uma boa relação custo-benefício;
- viii. Ser pouco corrosivo e abrasivo aos equipamentos do sistema de perfuração;
- ix. Aceitar qualquer tratamento físico e químico;
- x. Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço.

Os fluidos são comumente classificados de acordo com o componente principal que constitui a fase contínua. Esses componentes podem ser: gás, água ou óleo. A composição do fluido depende das exigências particulares de cada perfuração (DARLEY & GRAY, 1988 e LUMMUS & AZAR, 1986). Para perfurações simples e pouco profundas um fluido constituído de água e argila em baixa concentração é adequado. Contudo, em situações de difícil perfuração e/ou grandes profundidades é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos (LUMMUS & AZAR, 1986).

Os fluidos base óleo, na maioria dos casos, evitam problemas de instabilidade causados pela interação rocha-fluido, pois os folhelhos, quando em contato com as soluções, funcionam como membranas semipermeáveis ideais, evitando a passagem de íons do fluido para a rocha e da rocha para o fluido. Por outro lado, a utilização destes

fluidos tem sofrido grandes restrições, por questões de contaminação dos mares (PIRES, 2009).

A prisão diferencial é um fenômeno que ocorre no sistema de perfuração, quando a coluna fica presa, sem rotação, impedindo o seu movimento para cima e para baixo, dentro do poço, mas com o fluido em circulação. Uma das principais causas é o diferencial de pressão entre a pressão hidrostática do fluido e a pressão dos poros das formações, combinada a um reboco muito espesso, devido ao uso de fluidos que exercem pressão excessiva na formação. Esse reboco é formado pela disposição de sólidos do fluido nas paredes do poço, à medida que a fase contínua penetra nos poros, podendo causar vários outros problemas na perfuração (NASCIMENTO *et al*, 2010).

2.2.1 Fluidos à base de água

Os fluidos de perfuração base água são os mais usados, atualmente, devido ao baixo custo e por formar o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros que controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado. Todavia, podem causar danos a formações rochosas sensíveis ou, até mesmo, encharcar tais formações.

A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais. Estes, principalmente argilas e polímeros, controlam a viscosidade, o limite de escoamento, forças gel e volume de filtrado em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço. Os fatores a serem considerados na seleção da água de preparo são: disponibilidade, custo de transporte e tratamento, tipos de formações geológicas a serem perfuradas, produtos químicos que irão compor o fluido, equipamentos e técnicas a serem utilizadas na avaliação das formações (SHIROMA, 2012).

2.2.2 Fluidos à base de óleo

Os fluidos base óleo, em geral, são emulsões água e óleo. Apesar do alto custo inicial e grau de poluição, os fluidos base óleo apresentam uma baixa taxa de corrosão, alto grau de lubricidade, grau de inibição elevado, amplo intervalo de variação de densidade, baixa solubilidade de sais inorgânicos e funcionam como membranas semipermeáveis ideais quando em contato com os folhelhos. São subdivididos em base óleo (abaixo de 10% de água) e emulsão inversa, com até 45% de água.

Os fluidos base óleo utilizados atualmente necessitam de um controle mais minucioso da poluição do que os fluidos base água. Seu uso está limitado a perfurações em cenários de alta temperatura e alta pressão ou em condições em que as formações são fortemente afetadas pelos fluidos base água (PIRES, 2009).

Introduzidos no mercado na década de 40, os fluidos base óleo logo ganharam destaque, apesar de custarem de 2 a 4 vezes mais do que os de base aquosa. O motivo deste interesse estava relacionado a um desempenho superior para determinadas e frequentes situações, como na perfuração de formações com folhelhos altamente reativos que são facilmente afetadas com fluidos à base de água, na perfuração de poços sujeitos a altas pressões e temperaturas, de poços direcionais, de poços que requisitassem uma maior lubrificação entre a coluna e as formações ou quando as condições geológicas requisitassem uma maior estabilização do furo do poço (FRIEDHEIM e SHINNIE, 1991).

Os fluidos base óleo são muito utilizados e indicados para a perfuração marítima, onde frequentemente o caminho do poço é desviado para alcançar determinado ponto do reservatório (perfuração direcional), pois os poços direcionais são tipicamente mais restritivos em relação à lubrificação e estabilidade das paredes do poço, quando comparados aos verticais (CAMPBELL, 1998).

2.2.3 Fluidos à base de ar

As perfurações com fluidos à base de gás, que tem baixa densidade, são pouco convencionais. São recomendados em situações de zonas com altas perdas de circulação

e formações produtoras com baixas pressões e com alta probabilidade de se ocorrerem danos.

A perfuração com ar puro utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio como fluido, tendo aplicação limitada a formações que não produzam elevadas quantidades de água, nem contenham hidrocarbonetos. Essa técnica pode ser aplicada em formações duras, estáveis ou fissuradas, onde o objetivo é aumentar a taxa de penetração. (THOMAS, 2004).

2.2.4 Fluidos de base sintética

Os fluidos de perfuração sintéticos foram desenvolvidos afim de suprir as limitações dos fluidos base água e atender as exigências ambientais que os fluidos base óleo não são capazes de corresponder, utilizando como base contínua, substâncias químicas sintéticas, oferecendo menor toxicidade, entretanto, com um custo considerado elevado.

Os fluidos sintéticos são muito utilizados em áreas marítimas, onde é proibido o descarte de cascalho quando se perfura com fluidos base óleo. Os fluidos sintéticos, apesar de serem mais caros que os fluidos base óleo, são economicamente compensadores, pois o descarte marítimo destes é proibido em diversas partes do mundo, ocasionando custos e riscos extras a serem assumidos com o transporte dos resíduos para descarte em terra (PIRES, 2009).

2.3 PROPRIEDADES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto que as químicas são mais específicas e são determinadas para distinguir certos tipos de fluidos. As propriedades físicas mais importantes e frequentemente medidas nas sondas são a densidade, os parâmetros reológicos, as forças géis (inicial e final), os

parâmetros de filtração e o teor de sólidos. Outras propriedades físicas de menor uso são a resistividade elétrica, o índice de lubricidade e a estabilidade elétrica (THOMAS, 2004).

No caso de análise de fluidos não aquosos (FNA), além da estabilidade elétrica, a razão de água em óleo também medida. As propriedades químicas a serem medidas dependem diretamente do tipo de fluido que está sendo trabalhado. No caso de FNA, as principais propriedades são a alcalinidade e a salinidade (ALVES, 2017).

2.3.1 Densidade

A densidade é, fisicamente, a massa de fluido por unidade de volume e é expressa em libras por galão (lb/gal), neste caso. A estabilidade mecânica do poço de petróleo está diretamente associada à densidade, onde esta deve ser superior à pressão dos poros (pressão que atua no fluido que está no espaço poroso da rocha), impedindo influxos indesejáveis partindo no sentido do poço, bem como deve ser inferior à pressão de fratura, que é o limite máximo de pressão suportada pela formação rochosa (GONÇALVES, 2013).

2.3.2 Parâmetros reológicos e força gel

O comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos seus parâmetros reológicos. Estes são determinados considerando um modelo matemático particular, o qual influencia diretamente no cálculo das perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (MACHADO, 2002).

Qualquer fluido de perfuração deve atender a norma PETROBRAS N-2604 (1998), que foi baseada na API Spec 13A (1993), estabelecida pela American Petroleum Institute, sendo as especificações para o fluido:

- i. Massa específica: entre 1 e 2 g/cm³;
- ii. Força gel G0: mínimo de 7 lbf/100ft²;
- iii. Força gel G10: entre 10 e 15 lbf/100ft²;

- iv. pH: entre 7,0 e 9,0;
- v. Viscosidade aparente (VA): mínimo de 15,0 cP;
- vi. Viscosidade plástica (VP): mínimo de 4,0 cP;
- vii. Limite de escoamento (LE): máximo de 15xVP.

De acordo com Thomas (2004), a força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo, quando este repousar por determinado intervalo de tempo.

A viscosidade aparente é aquela que, mediante a ação de uma tensão de cisalhamento constante, é medida em um único ponto. A viscosidade plástica é a medida da resistência interna exercida pelo fluido, para que ele escoe. O limite de escoamento, por sua vez, é a tensão mínima para colocar o fluido em fluxo (ALVES, 2017).

2.3.3 Parâmetros de filtração

É muito importante que o fluido de perfuração seja capaz de formar uma parede fina de partículas sólidas (reboco) nas paredes do poço, de forma que não seja possível o influxo da fase aquosa do fluido, evitando danos à formação.

Santos (2011), classifica a filtração como a determinação do volume de água livre que por ação da pressão hidrostática, estática e dinâmica, forma um reboco ao longo das paredes do poço. Essa determinação é efetuada em condições normais, a 100 psi, e em condições especiais quando adota-se uma pressão de 500 psi associada a uma temperatura de 250 psi, podendo chegar a 300 psi.

2.3.4 Teor de sólidos

O teor de sólidos é uma propriedade que deve ser estritamente controlada e seu valor deve ser o mínimo possível, sendo diretamente proporcional à densidade, viscosidade, força gel e outras propriedades. Um alto valor acarreta um maior atrito entre as partículas, levando a uma maior probabilidade de ocorrer problemas, como o desgaste dos equipamentos de circulação, prisão da coluna, redução da taxa de penetração, e

ruptura das formações, devido à elevação das pressões hidrostáticas (CHILINGARIAN E VORABUTR, 1983).

Thomas (2004) afirma que existem dois tipos de tratamento do fluido, para que o teor de sólidos seja reduzido: o preventivo e o corretivo. O tratamento preventivo trata-se em inibir o fluido, seja física ou quimicamente, de tal maneira que os sólidos perfurados fiquem dispersos. Já no tratamento corretivo, faz-se uso de equipamentos capazes de extrair os sólidos ou diluir o fluido.

2.3.5 pH

Conforme dito pela API, o pH do fluido deve ser mantido no intervalo alcalino baixo, entre 7 e 9 e é medido através de papéis indicadores ou potenciômetros. O principal objetivo é reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos, além de evitar a dispersão das formações argilosas.

2.3.6 Alcalinidades

As medições de alcalinidade são feitas para determinar a quantidade de cal no fluido de emulsão inversa.

A titulação com ácido sulfúrico em um meio com um indicador, é uma das formas de quantificar a alcalinidade. Alguns dos indicadores indicados, para a água incolor, são fenolftaleína e metilorange e, para a água corada, azul de bromofenol e vermelho de metila. Os testes de rotina podem ser de três tipos: alcalinidade parcial do filtrado (Pf), alcalinidade parcial do fluido (Pm) e alcalinidade total do filtrado (Mf). (MORAIS, 2009).

2.3.7 Salinidade

O teste de salinidade de um fluido é também uma análise volumétrica de precipitação feita por titulação dos íons cloretos. Esta salinidade é expressa em mg/L de cloretos, mg/l de NaCl equivalente ou ppm de NaCl equivalente (THOMAS, 2004).

Em fluidos de perfuração base óleo, o componente que pode interagir quimicamente com as formações de subsuperfície é a fase aquosa, logo, este é um fator que deve ser considerado na caracterização da capacidade de inibição dos fluidos base óleo (GONÇALVES, 2013).

2.4 COMPONENTES DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Para a obtenção do fluido de perfuração, necessita-se usar diversos aditivos e em quantidades bem medidas e adicionados no tempo certo, sob a agitação certa, em função dos produtos químicos empregados, da razão óleo/água, densidade e atividade química da fase aquosa do fluido (THOMAS, 2004). As quantidades de cada aditivo dar-se-á devido ao tipo e natureza das formações rochosas a serem perfuradas, tal como das condições de operação (ALVES, 2017).

2.4.1 Base orgânica

A base orgânica do fluido é a fase oleosa, cujo uso, inicialmente, era o óleo diesel e outros óleos minerais. Todavia, em função de questões ambientais, pois estes são extremamente agressivos, tanto ao meio ambiente, quanto às pessoas que o manuseavam, está sendo difundido uso de fases oleosas com uma menor toxicidade, com o uso de óleo vegetal.

2.4.2 Fase aquosa

A fase aquosa utilizada pode ser água doce, com teor de salinidade abaixo de 1000 ppm NaCl ou salmoura, com teor de salinidade acima de 1000 ppm NaCl. Nos fluidos base óleo, é utilizado salmoura, para que sejam inibidas as possíveis reações da água com as rochas da formação geológica, e, se o fluido não apresentar a estabilidade exigida, a água pode migrar para as argilas da formação, ocasionando problemas à perfuração. A salmoura comumente mais utilizada é de NaCl, visto que demandam do menor custo.

2.4.3 Agente molhante

Geralmente, quando um sólido entra em contato com líquidos, sendo um deles a água, sua superfície será molhada, preferencialmente, por esta, devido a molhabilidade do sólido. Em fluidos onde o óleo é a fase contínua, é necessário o uso de agentes molhantes, para que invertam a molhabilidade dos sólidos. Os agentes mais comuns utilizados, são os tensoativos, que, em grandes casos para a escolha do mais apropriado, é levado em consideração o BHL (Balanço Hidrofílico e Lipofílico), que vai de uma escala de 0 a 20, onde de 0 a 10 são mais indicados para fluidos base água e 10 a 20, são mais indicados para fluidos base óleo (ALVES, 2017).

2.4.4 Modificador reológico

Além de atuarem diretamente na viscosidade do fluido, os modificadores reológicos atuam nas baixas tensões cisalhantes, sustentando sólidos e carreando os cascalhos, sem alterar significativamente as perdas de carga, apresentando um comportamento pseudoplástico (ALVES, 2017).

É importante que os modificadores reológicos auxiliem na gelificação do fluido, durante as pausas de circulação, para que o poço não seja obstruído. Por isso, é

fundamental que o modificador reológico apresente alto desempenho nas condições de temperatura do poço e que não seja facilmente degradado no processo (JÚNIOR; NASCIMENTO, 2009).

2.4.5 Cal hidratada

A cal hidratada é utilizada para controlar o pH e alcalinidade dos fluidos, melhorar o desempenho dos emulsificantes e fornecer íons de cálcio para flocularem com as partículas sólidas, além de diminuir a corrosão e evitar a contaminação por gases ácidos.

2.4.6 Viscosificante

Os viscosificantes têm função parecida com os modificadores reológicos, por terem a função de fazer o carreamento dos sólidos e suspensão de sólidos adensantes. Inicialmente, em fluidos base óleo, tinha-se o problema com a ausência de componentes com essa funcionalidade e para que esse problema fosse solucionado, passou-se a usar argilas organofílicas (ALVES, 2017).

2.4.7 Redutor de filtrado

Os redutores de filtrado têm como principal característica a capacidade de reter a fase dispersante. Desse modo, o líquido que invade a formação é o óleo, não causando grandes danos, porém o controle desse filtrado deve ser feito, para que evite o influxo excessivo do fluido na formação (SANTOS, 2011).

2.4.8 Adensante

A barita é um mineral que possui massa específica em torno de $4,2 \text{ g/cm}^3$, que, segundo Annis e Smith (1996), é um mineral de ocorrência natural, triturado de acordo com as especificações do API, composto principalmente pelo sulfato de bário, com algumas impurezas, sendo materiais inertes.

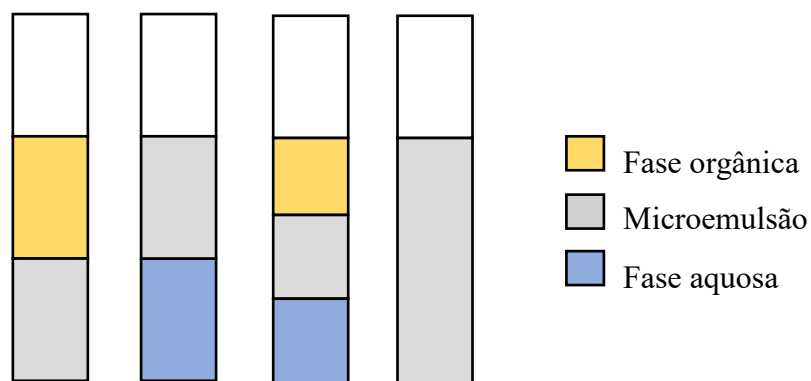
2.5 MICROEMULSÕES

As microemulsões são sistemas termodinamicamente estáveis, opticamente transparentes e isotrópicos, constituídas por gotículas de tamanho nanométrico dispersas em uma fase contínua de um solvente imiscível com a fase dispersa. Elas são formadas por água, um solvente hidrofóbico que é chamado de "óleo", um tensoativo e, em alguns casos, um co-tensoativo, normalmente um álcool de cadeia média. (SILVA et. al., 2015).

As microemulsões diferem das emulsões, não somente por seu tamanho estrutural ser bem menor, mas também por sua baixa tensão interfacial, grande estabilidade e seu alto poder de solubilização tanto oleosa como aquosa. Elas podem ser do tipo água em óleo ou óleo em água (FILHO, 2015; DALTIM, 2011).

Winsor (1948) criou um sistema de classificação, de forma que fossem definidos os vários equilíbrios existentes entre a microemulsão e as fases aquosa e oleosa, dividindo-os em quatro sistemas:

Figura 1 - Classificação das regiões de Winsor.



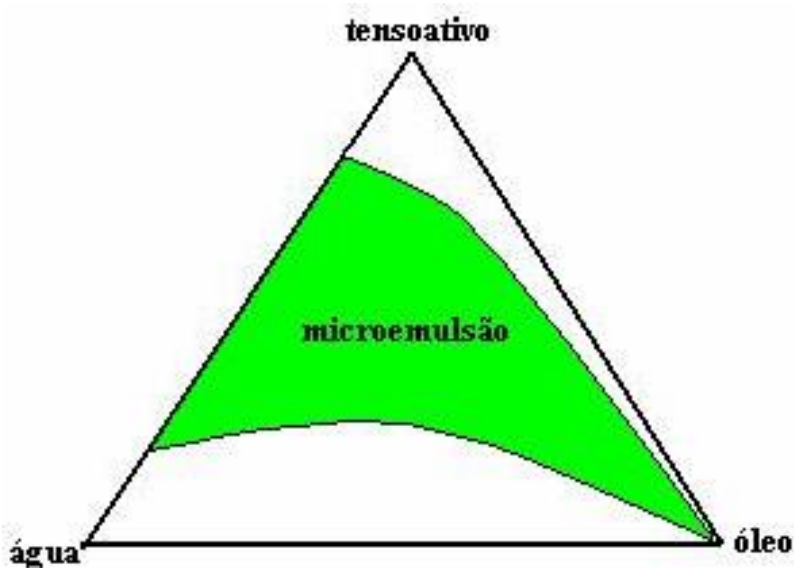
Fonte: AUTOR, 2019.

- i. Winsor I: É representado pelo equilíbrio entre a fase emulsionada com a fase oleosa em excesso. Por possuir densidade menor que a da microemulsão, a fase oleosa posiciona-se acima dela;
- ii. Winsor II: Representa o equilíbrio entre a fase microemulsionada e a fase aquosa em excesso. Por possuir densidade menor que a da fase aquosa, a microemulsão posiciona-se na parte superior à fase aquosa;
- iii. Winsor III: Existem três fases em equilíbrio, óleo, microemulsão e água, em que o óleo é a fase superior, a microemulsão a fase intermediária e a água, a fase inferior;
- iv. Winsor IV: É um sistema em que apenas existe a fase microemulsão, isto é, um sistema visualmente monofásico.

2.5.1 Diagrama de fases

Através do diagrama de fases, é possível ter uma melhor visualização e caracterização das regiões de Winsor. A Figura 2 ilustra um diagrama de fases ternário, utilizado para classificar as regiões de Winsor. É um triângulo equilátero, contendo, em cada vértice, os compostos puros. Muitas vezes, tal diagrama é chamado de “pseudo-ternário”, pois um dos vértices, em que está localizado o tensoativo, é representado pela mistura do tensoativo com o co-tensoativo.

Figura 2 - Diagrama de fases ternário.



Fonte: LIMA, 2004.

Com base no diagrama obtido, é possível, então, determinar a região de microemulsão e fazer a escolha dos pontos desta, para serem utilizados no fluido de perfuração.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Para o desenvolvimento do fluido, os seguintes reagentes e equipamentos foram utilizados:

- Tensoativo não-iônico;
- Óleo vegetal;
- Solução de água e glicerina;
- NaCl;
- Cal hidratada;
- Redutor de filtrado;
- Goma Xantana;
- Barita;
- Argila bentonita organofilizada;
- Balança analítica;
- Agitador mecânico IKA® RW 20;
- Centrífuga;
- Viscosímetro Fann;
- Balança de lama;
- Filtro prensa;
- Agitador vortex;
- Chapa aquecedora.

Por tratar-se de um fluido base óleo, a argila, necessariamente, deve ser organofilizada, pois em sua forma natural, ela possui característica hidrofílica, logo, é molhável em água, então, para que ela passe a ser molhável em óleo, é necessário fazer a mudança na polaridade da argila, tornando-a hidrofóbica.

3.1 DIAGRAMA DE FASES

O diagrama de fases foi desenvolvido para determinação das regiões de Winsor. Inicialmente, com o auxílio da balança analítica, pesou-se a massa do tubo de ensaio vazio, depois pesou-se a massa da fase oleosa e fase aquosa, em diferentes proporções

mássicas. Posteriormente, a mistura binária foi titulada com o tensoativo, agitando no vortex, até que se obter um composto límpido e de uma única fase, sendo esta a microemulsão (Winsor IV). Após isso, a massa de tensoativo utilizada foi determinada por balanço de massa e, então, as frações mássicas de cada componente foram calculadas. Após serem feitos vários pontos, foi feita a plotagem destes no diagrama ternário, para uma melhor visibilidade e escolha do ponto que foi utilizado na formulação do fluido, com o auxílio do software Origin.

3.2 FORMULAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Na preparação dos fluidos, utilizou-se a microemulsão previamente pronta, a partir dos pontos escolhidos pelo diagrama ternário, e adicionou-se todos os componentes separadamente, em suas respectivas quantidades, agitando a mistura a 1000 rpm por 15 minutos, em média, no agitador mecânico (Figura 3).

Figura 3 - Agitador mecânico IKA® RW 20.



Fonte: AUTOR, 2019.

O béquer, contendo o fluido, foi coberto com filme plástico, para evitar possíveis riscos de contaminação e/ou coisas que pudessem mudar as propriedades do fluido. Após 24 horas, o fluido foi agitado novamente e, então, seguiu para os testes de reologia, massa

específica, teor de sólidos e volume de filtrado, de acordo com as exigências da API Spec 13A.

3.3 ENSAIO REOLÓGICO

O ensaio reológico foi feito no viscosímetro Fann VG, modelo 35A (Figura 4), que tem por objetivo medir as viscosidades plástica e aparente e o limite de escoamento dos fluidos.

Figura 4 - Viscosímetro Fann VG modelo 35A.



Fonte: AUTOR, 2019.

O fluido foi colocado no viscosímetro e foram feitas as leituras das deflexões nas velocidades de 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm, partindo-se em ordem crescente e, logo após, decrescente, com 10 segundos de rotação em cada velocidade, segundo a norma API 10B-2.

De acordo com Machado (2002), a tensão cisalhante e a taxa de deformação podem ser calculadas pelas equações (1) e (2), respectivamente:

$$\tau = 0,51\theta \quad (1)$$

$$\gamma = 1,703N \quad (2)$$

Em que N é o número de rotações por minuto e θ as deflexões (em graus).

Para se adequarem às especificações dos fluidos utilizados nos poços, é necessário que seja feito o ajuste dos resultados de taxa de deformação e tensão cisalhante, de acordo com o modelo, conforme mostra a Eq. (3):

$$\tau = \tau_o + K\gamma^n \quad (3)$$

Em que τ é a tensão de cisalhamento (Pa), τ_o é o limite de escoamento (Pa), K é o índice de consistência (Pa. s), γ é a taxa de deformação (s^{-1}) e n é o índice de fluxo (adimensional).

Os testes de gel inicial e final, também foram determinados, submetendo o fluido na rotação de 600 rpm, por 1 min, desligado, posto em repouso por 10 segundos e, então, colocado na rotação de 3 rpm, para que seja feita a leitura do gel inicial. Para determinação do gel final, foi basicamente o mesmo procedimento, mudando apenas o tempo de repouso, que passou a ser de 10 minutos. Feito isto, foi possível determinar:

i) Viscosidade aparente:

$$\eta = \frac{L_{600}}{2} \quad (4)$$

ii) Viscosidade plástica:

$$\mu = L_{600} - L_{300} \quad (5)$$

iii) Limite de escoamento:

$$\tau_o = L_{300} - VP \quad (6)$$

3.4 DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA

A massa específica foi determinada através da balança de lama Fann, modelo 140 (Figura 5). A balança consiste de uma base, como suporte, um copo e uma viga

graduada, com um peso deslizante. O fluido foi colocado no copo, até que transbordasse, quando fosse fechado. Após isso, o peso foi deslizado até que fosse obtido o equilíbrio, observando a bolha no nível de referência.

Figura 5 - Balança de lama Fann modelo 140.



Fonte: AUTOR, 2019.

3.5 ENSAIOS DE FILTRAÇÃO

Os fluidos de perfuração devem ser tratados para manter a permeabilidade do reboco a mais baixa possível, a fim de manter um poço estável e minimizar a invasão do filtrado. Assim sendo, deve haver um controle no que diz respeito a essa invasão. Dependendo da composição do fluido utilizado, maiores valores de volumes de filtrado podem conduzir a formação de rebocos mais espessos, que podem reduzir o diâmetro do poço e aumentar a área de contato entre o tubo e a parede do poço, intensificando os riscos de ocorrer prisão de coluna (MARTINS; NASCIMENTO; AMORIM, 2015).

A Figura 6 mostra o filtro prensa Fann 300 series, que foi utilizado pelo método de filtração estática, à 100 psi, temperatura ambiente, durante 30 minutos.

Figura 6 - Filtro Fann 300 series.



Fonte: AUTOR, 2019.

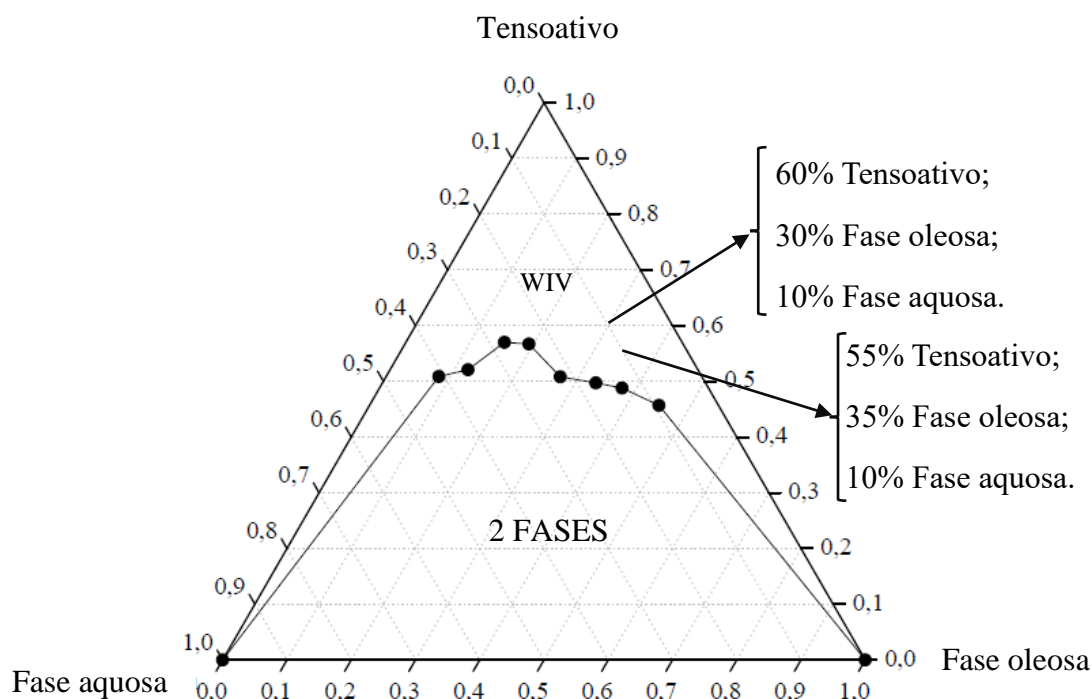
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os experimentos para formulação dos fluidos de perfuração seguiram as normas da API, para assegurar que estes encontram-se nos limites de aceitação exigidos pela norma.

4.1 DIAGRAMA DE FASES

O diagrama de fases foi construído com o intuito de obter-se uma microemulsão que utilizasse uma quantidade moderada de tensoativo. O diagrama foi escolhido para o preparo do fluido, por apresentar uma grande região de microemulsão (WIV), conforme a Figura 7:

Figura 7 - Diagrama de fases ternário



Fonte: AUTOR, 2019.

Neste diagrama, a fase aquosa consistiu de uma solução de água e glicerina, na proporção de 1:1. Foram escolhidos dois pontos da região de Winsor IV, para o preparo dos fluidos de perfuração:

- Micro 1 (Fluido 1): 60 % tensoativo, 30% fase oleosa e 10% fase aquosa;

- Micro 2 (Fluido 2): 55% tensoativo, 35 % fase oleosa e 10% fase aquosa.

4.2 ENSAIO REOLÓGICO

Os resultados para o ensaio reológico dos fluidos no viscosímetro Fann estão mostrados na tabela 1:

Tabela 1 - Resultados do ensaio reológico para os dois fluidos.

Rotação (rpm)	Leituras das deflexões	
	Fluido 1	Fluido 2
600	499	471,5
300	289	263
200	219	193,5
100	125	108
6	17	15
3	15	11
Gel inicial (G_i)	14	10
Gel final (G_f)	15	13

Fonte: AUTOR, 2019.

Após a determinação do ângulo de deflexão da mola, foram calculados a tensão de cisalhamento e taxa de deformação, para cada velocidade de rotação (Tabela 2). O modelo montado foi de rotor e bob (R1-B1).

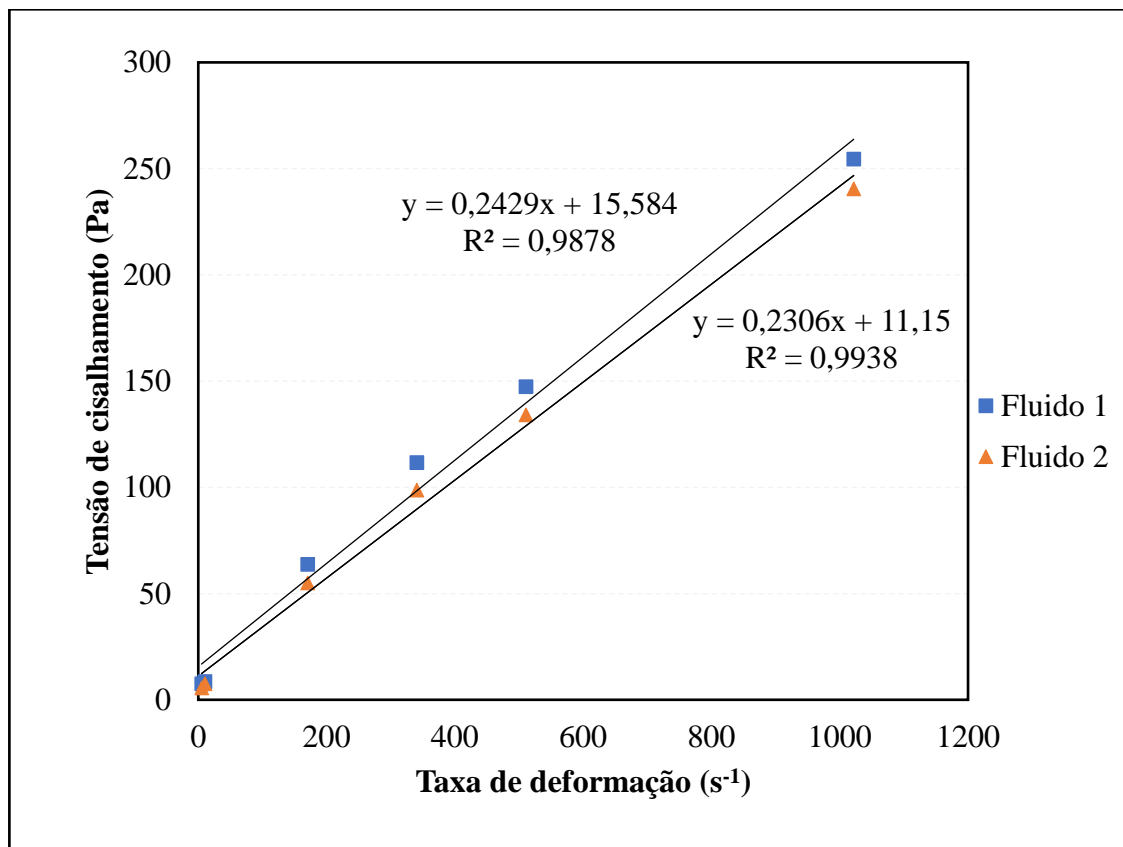
Tabela 2 - Taxa de deformação e tensão de cisalhamento determinados.

Rotação (rpm)	Taxa de deformação	Tensão de cisalhamento	
		Fluido 1	Fluido 2
600	1021,8	254,49	240,465
300	510,9	147,39	134,13
200	340,6	111,69	98,685
100	170,3	63,75	55,08
6	10,218	8,67	7,65
3	5,109	7,65	5,61

Fonte: AUTOR, 2019.

A Figura 8 mostra, o comportamento da taxa de deformação com a tensão de cisalhamento, para os fluidos formulados

Figura 8 - Taxa de deformação x tensão de cisalhamento.



Fonte: AUTOR, 2019.

De posse dos dados experimentais, foi feito o ajuste pelo modelo matemático, para os fluidos, e os resultados estão na Tabela 3:

Tabela 3 - Parâmetros ajustados ao modelo matemático.

Parâmetros	Fluido 1	Fluido 2
τ_o	0,167	0,174
K	2,054	1,520
n	0,685	0,718

Fonte: AUTOR, 2019.

Observa-se que todos os valores obtidos foram muito próximos para os dois fluidos, por conterem os mesmos componentes e diferirem apenas no ponto de microemulsão.

A partir dos resultados obtidos para a tensão cisalhante, foi possível calcular a viscosidade aparente, plástica e limite de escoamento, através das equações (4), (5) e (6), respectivamente, e os resultados estão mostrados na Tabela 4:

Tabela 4 - Viscosidade aparente, plástica e limite de escoamento dos fluidos.

Parâmetros	Fluido 1	Fluido 2
Viscosidade aparente (cP)	249,5	235,75
Viscosidade plástica (cP)	210,0	208,50
Limite de escoamento (cP)	79,0	54,5

Fonte: AUTOR, 2019.

De acordo com a norma PETROBRAS N-2604 (1998), baseada na API Spec 13A (1993), ambos os fluidos estão nas condições de força gel, viscosidades aparente e plástica e limite de escoamento. Entretanto, vale ressaltar que a leitura na rotação de 600 rpm não foi possível ser feita, o que poderia dar uma melhor exatidão dos resultados dos fluidos desenvolvidos.

Através do modelo também foi possível calcular a tensão de cisalhamento teórica e os resultados estão na Tabela 5:

Tabela 5 - Tensão de cisalhamento teórica e experimental.

Rotação (rpm)	Fluido 1		Fluido 2	
	Teórico	Experimental	Teórico	Experimental
600	236,22	254,49	220,22	240,47
300	147,03	147,39	133,95	134,13
200	111,43	111,69	100,17	98,69
100	69,39	63,75	60,97	55,08
6	10,25	8,67	8,24	7,65
3	6,44	7,65	5,08	5,61

Fonte: AUTOR, 2019.

Com base nos resultados mostrados na Tabela 5, observa-se que os resultados obtidos experimentalmente foram bem próximos, assegurando que o fluido está dentro das especificações do modelo.

O comportamento do fluido no processo é determinado pelos parâmetros reológicos que influenciam fortemente nas perdas de carga e velocidade de transporte dos

cascalhos, e, através dessas análises, é possível determinar como será o comportamento do fluido sob as condições de temperatura, pressão e tensão de cisalhamento.

A viscosidade aparente é aquela medida quando o é aplicada uma determinada tensão de cisalhamento no fluido. A viscosidade plástica é a medida da resistência interna exercida por um fluido para fluir, resultando da interação dos sólidos presentes em um fluido. O limite de escoamento é a força inicial necessária para que o fluido escoe. Desse modo, com base nos dados obtidos, observa-se que os dois fluidos apresentaram elevados índices de resistência ao escoamento e necessitam de uma maior força para que possa escoar, fato que pode se dever à presença do modificador reológico e viscosificante em grandes quantidades. Quanto maior for o teor de sólidos, maior será o contato entre as partículas e, assim, maior a viscosidade do fluido.

4.3 DETERMINAÇÃO DA MASSA ESPECÍFICA

A massa específica para os dois fluidos foi determinada pela balança de lama Fann, modelo 140 e os resultados foram:

- 1,1 g/cm³ para o fluido 1;
- 1,15 g/cm³ para o fluido 2.

De acordo com a norma PETROBRAS N-2604, os dois fluidos estão nas especificações de massa específica, no intervalo da faixa entre 1 e 2 g/cm³.

4.4 VOLUME DE FILTRADO

Através do volume de filtrado, utilizando o volume de 225 ml para cada fluido, obteve-se os seguintes resultados:

Fluido 1: 21,5 ml

Fluido 2: 67 ml

A forma ideal para o comportamento dos fluidos nos poços, seria com a ausência de volumes de filtrado, pois estes levam grandes riscos à formação rochosa, entretanto, quando trata-se de fluido base óleo, a fase oleosa presente no meio não reage com a formação, reduzindo os riscos, entretanto, é desejável que esse influxo seja mínimo e toda a água presente na formulação seja retida.

Altos valores de filtrado também indicam a formação de um reboco espesso, que diminui o diâmetro do poço e, conseqüentemente, atua na performance da broca na perfuração, e isso tende a piorar com o aumento da temperatura do poço, pois os fluidos diminuem a viscosidade e, assim, aumentam o volume de filtrado. O volume obtido para o fluido 2 é consideravelmente alto, que pode dever-se as quantidades usadas de tensoativo, que o fluido 1 teve 5% a mais que o fluido 2, ao uso de poucas quantidades de redutor de filtrado e altas quantidades de modificador reológico e viscosificante.

5 CONCLUSÃO

A base para o desenvolvimento destes fluidos, foi o sistema microemulsionado, por apresentarem uma alta estabilidade e serem muito promissores nessa linha de pesquisa e desenvolvimento. Alguns testes foram feitos com o fluido desenvolvido, afim de assegurar as características desejáveis para os fluidos, condizentes com a norma da API. As seguintes conclusões foram feitas:

- Através dos dados obtidos no ensaio reológico e adequação do modelo, para determinação de parâmetros importantes, como viscosidade aparente, plástica e limite de escoamento, foi observado que ambos os fluidos tiveram valores elevados de resistência ao escoamento e necessidade de ação de uma força inicial alta para que escoe;
- Os valores de massa específica, para os dois fluidos, estão na faixa aceitável, bem como os resultados de força gel inicial e final.
- Volume de filtrado aceitável para o fluido 1 e elevado para o fluido 2;
- O fluido 1, que possui mais tensoativo, seria o mais indicado para o uso na etapa de perfuração, devido a todos os dados obtidos e, principalmente, ao volume de filtrado, onde o tensoativo pode fechar mais os poros e impedir o influxo de líquido na formação, além das quantidades de redutor de filtrado, modificador reológico e viscosificante.

Os resultados deste trabalho foram satisfatórios e muito promissores para a indústria de petróleo, por ser um fluido base óleo, utilizando óleo vegetal, tendo em vista a dificuldade da obtenção de um fluido de fase contínua oleosa e que não seja agressor ao meio ambiente, sem perder suas principais características.

REFERÊNCIAS

ALVES, N. C. C. Recuperação de fluido de perfuração não aquoso utilizando sistemas microemulsionados. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

ANNIS, M. R.; SMITH, M. V. Drilling fluid technology, Exxon Company, 1996.

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

CAMPBELL, J. A. Na E&P industry perspective on acceptability criteria for the Marine discharge of cuttings drilled with synthetic based drilling. International conference on health, safety and environment in oil and gas exploration and production, Caracas, 1998.

CHILINGARIAN, G. V.; VORABUTR, P. Drilling and drilling fluids – Updated textbook edition. Elsevier Amsterdam – Oxford, New York, 1983.

DALTIN, D. Tensoativos: química, propriedades e aplicações. 1 ed. Editora Blucher, 2011.

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Composition and properties of drilling and completion fluids. Gulf Publishing Company, 5 ed, 1988.

FILHO, F. J. V. C. Estudo reológico de um fluido de perfuração à base n-parafina, utilizando argila modificada com tensoativo. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2015.

FRIEDHEIM, J. E.; SHINNIE, J. R. Neq oil-base mud additive reduces oil discharged on cuttings. Drilling conference, Amsterdam, 1991.

GAUTO, M. A. Petróleo S. A. Exploração, produção, refino e derivados. Ciência Moderna, 1 ed, 2011.

GONÇALVES, J. T. Apostila de fluidos não aquosos. Abril, 2013.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. v. 2, p 1-7, PDPETRO, Campinas, 2007.

HAMACHER, S.; FILHO, V. J. M. F. Aplicações de pesquisa operacional na indústria internacional de petróleo e gás. Elsevier editora LTDA, Rio de Janeiro, 2015.

IRAMINA, W. S. Engenharia de perfuração. Escola politécnica da Universidade de São Paulo, 2016.

JÚNIOR, J. A. R.; NASCIMENTO, R. S. V. Novos modificadores reológicos para fluidos de perfuração: o potencial dos sistemas associativos. Universidade federal do Ceará, Fortaleza, 2009.

LUMMUS, J. L.; AZAR, J. J. Drilling fluids optimization: A practical field approach. PennWell Publishing Company, Oklahoma, 1986.

MACHADO, J. C. V. Reologia e escoamento de fluidos. Editora: Interciência. Rio de Janeiro. 2002.

MARTINS, J. S.; NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V. Influência da adição de lubrificantes e sólidos inertes nas propriedades físicas de fluidos de perfuração argilosos, *Tecnol. Metal. Miner.*, v. 14, n. 1, p. 54-60, São Paulo, 2017,

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

MORAIS, A. J. P. Análise comparativa das propriedades dos fluidos de perfuração para poços de água e petróleo. Monografia. Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, 2009.

NERY, G. G.; MACARI, R. Os fluidos de perfuração usados na indústria da água subterrânea e sua influência sobre os perfis geofísicos de princípio elétrico. *Águas subterrâneas*, v. 19, n. 1, p. 49-60, 2005.

NETO, J. B. O.; COSTA, A. J. D. A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário. *Revista Brasileira de Economia*, v. 61, n. 1, 2007.

PIRES, P. J. M. Utilização de cascalho de perfuração de poços de petróleo para a produção de cerâmica vermelha. Tese de doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

SANTOS, N. R. Apostila de fundamentos de fluidos de perfuração, 2011.

SANTOS, T. G. Estudo e realização de projeto de perfuração até a completação com estimulação por faturamento hidráulico em poços de petróleo, 2014.

- SILVA, J. D. E.; SILVA, Y. P.; PLATNICKI, C. M. S. BÖCKEL, W. J.; MENDONÇA, C. R. B. Microemulsões: componentes, características, potencialidades em química de alimentos e outras aplicações. *Química Nova*, v. 38, n. 9, p. 1196-1206, 2015.
- SILVA, J. A. DAMASCENO, B. P. G. L.; BORBA, V. F. C.; EGITO, E. S. T.; SANTANA, D. P. Uso de diagramas de fase pseudoternários como ferramenta de obtenção de nanoemulsões transdérmicas. *Ver. Bras. Farm*, v. 90, n. 3, p. 245-249, 2009.
- SHIROMA, P. H. Estudo do comportamento reológico de suspensões aquosas de bentonita e CMC: Influência da concentração do NaCl. Dissertação de mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2ª edition. Rio de Janeiro: Editora Interciência. Petrobras. 2004.
- VASCONCELLOS, J. M.; FERREIRA, M. I. P. Impactos ambientais associados ao emprego dos fluidos de perfuração. Rio de Janeiro: SOBENA, 2003.
- SOUSA, B. V. P.; SANTOS, F. C. O. N.; RODRIGUES, F. C.; FILHO, M. C. S.; SOUZA, M. V. C. S.; FEITOSA, P. H.; DIAS, Y. M. S.; SILVA, M. J. Perfurações de poços de petróleo: métodos e equipamentos utilizados. *Cadernos de graduação*, v. 1, n. 15, p. 103-108. Sergipe, 2012.
- WINSOR, P. A. Hydrotropy, solubilisation and related emulsification processes. *Trans Faraday Soc.* 1948.