



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA**

**Giovanna Laís Rodrigues Leal**

**FORMULAÇÃO E ANÁLISE DE PROPRIEDADES DE FLUIDOS  
DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS**

**João Pessoa**

**2022**

Giovanna Laís Rodrigues Leal

**FORMULAÇÃO E ANÁLISE DE PROPRIEDADES DE FLUIDOS  
DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS**

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

Orientadora: Profa. Dra. Fabíola Dias  
da Silva Curbelo.

João Pessoa

2022

**Catálogo na publicação**  
**Seção de Catalogação e Classificação**

L435f Leal, Giovanna Lais Rodrigues.

Formulação e análise de propriedades de fluidos de perfuração microemulsionados / Giovanna Lais Rodrigues Leal. - João Pessoa, 2022.

49 f.

Orientação: Fabíola Dias da Silva Curbelo.  
TCC (Graduação) - UFPB/CT.

1. Fluido de Perfuração. 2. Microemulsões. 3. Reboco. 4. Volume de Filtrado. I. Curbelo, Fabíola Dias da Silva. II. Título.

UFPB/CT

CDU 66.0(043.2)

Giovanna Laís Rodrigues Leal

## **FORMULAÇÃO E ANÁLISE DE PROPRIEDADES DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO MICROEMULSIONADOS**

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

  
Prof. Fabíola Dias S. Curbelo  
Mat. 2453634

---

Profa. Dra. Fabíola Dias da Silva Curbelo  
Orientadora

*Maria Eduarda Araújo Pessoa*

---

Me. Maria Eduarda Araújo Pessoa  
Membro Interno

*Raphael Ribeiro da Silva*

---

Me. Raphael Ribeiro da Silva  
Membro Externo

João Pessoa

2022

## RESUMO

Os fluidos de perfuração são indispensáveis na operação de perfuração de poços de petróleo, e sua eficiência, nesta operação, está associada às propriedades do mesmo. Neste trabalho foram obtidos fluidos de perfuração a partir de microemulsões e propriedades como perda de massa, volume de filtrado e parâmetros reológicos foram analisadas. Dois tipos de argila, bentonita e cloisite, foram utilizados na formulação dos fluidos e, após a análise dos difratogramas, foi verificado que elas são predominantemente compostas por argilominerais do grupo esmectita. Os fluidos seguiram o modelo de Herschel-Bulkley, sendo os fluidos formulados com bentonita os que obtiveram menor resistência ao escoamento ( $K$ ) e, portanto, menor a força requerida para iniciar o escoamento ( $\tau_0$ ). Através da análise termogravimétrica, foi verificado que os fluidos microemulsionados obtidos podem operar com temperatura de até 100 °C, sendo possível sua aplicação em poços de petróleo com estas características térmicas. Os rebocos formados foram finos e de baixa permeabilidade, fatores extremamente importantes para completação bem-sucedida de um poço. Além disso, os resultados de volume de filtrado e os parâmetros reológicos mostraram que os fluidos atendem à norma Petrobras N-2604, sendo os fluidos formulados com a argila bentonita os que apresentaram menores volumes de filtrado. Desta forma, tendo em vista a crescente busca por fluidos de perfuração ecologicamente aceitáveis e de baixo custo, pode-se afirmar que os fluidos formulados neste trabalho apresentaram-se como alternativas viáveis para utilização em poços de petróleo.

Palavras-chave: Fluido de Perfuração. Microemulsões. Reboco. Volume de Filtrado.

## ABSTRACT

Drilling fluids are indispensable in the operation of drilling oil wells, and their efficiency in this operation is associated with their properties. In this work drilling fluids were obtained from microemulsions and properties such as mass loss, filtrate volume and rheological parameters were analyzed. Two types of clay were used in the formulation of the fluids and, after analyzing the diffractograms, it was verified that they are predominantly composed of clay minerals of the smectite group. The fluids followed the Herschel-Bulkley model, with the fluids formulated with bentonite having the lowest flow resistance ( $K$ ) and, therefore, the lowest force required to start the flow ( $\tau_0$ ). Through thermogravimetric analysis, it was verified that the microemulsified fluids obtained can operate at temperatures of up to 100 °C, making it possible to apply them in oil wells with these thermal characteristics. The cakes formed were thin and of low permeability, extremely important factors for the successful completion of a well. In addition, the filtrate volume results and the rheological parameters showed that the fluids meet Petrobras N-2604 standard, with the fluids formulated with bentonite clay presenting the lowest filtrate volumes. Thus, in view of the growing search for ecologically acceptable and low-cost drilling fluids, it can be said that the fluids formulated in this work are viable alternatives for use in oil wells.

Keywords: Drilling Fluid. Microemulsions. Cake. Filtrate Volume.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Comportamento reológico de fluidos Newtonianos e não Newtonianos.....	18
Figura 2 - Processo de formação da torta. ....	19
Figura 3 - Esquema representativo de microemulsões (a) O/A, e (b) A/O. ....	23
Figura 4 - Diagrama de fases com os comportamentos das microemulsões segundo Winsor. ....	25
Figura 5 - Classificação Winsor. ....	26
Figura 6 - Esquema de preparação das microemulsões. ....	27
Figura 7 - Filtro Prensa API Pressurizado. ....	29
Figura 8 - Esquema do procedimento de determinação de espessura do reboco . ....	30
Figura 9 - Viscosímetro Fann 35A .....	31
Figura 10 - Reômetro Brookfield DVIII Ultra com banho termostático. ....	32
Figura 11 - Diagrama referente aos sistemas NP100, NP150 e Tween 80.....	33
Figura 12 - Fluidos de perfuração formulados. ....	34
Figura 13 - Análise termogravimétrica dos fluidos. ....	34
Figura 14 - Análise termogravimétrica dos componentes puros. ....	35
Figura 15 - Difratoograma de raios X para as amostras de argila Bentonita e Cloisite. ..	36
Figura 16 - Volume de filtrado dos fluidos à temperatura de 26 °C. ....	37
Figura 17 – Rebocos formados pelos fluidos de perfuração. ....	39
Figura 18 - Curvas de fluxo dos fluidos formulados. ....	39

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Funções dos aditivos na preparação do fluido de perfuração.....	27
Tabela 2 – Formulação dos fluidos de perfuração.....	28
Tabela 3 – Propriedades reológicas. ....	32
Tabela 4 – Dados de espessura do reboco e permeabilidade.....	38
Tabela 5 – Parâmetros do modelo de Herschel-Bulkley. ....	40
Tabela 6 – Valores obtidos no ensaio reológico e volumes de filtrado. ....	41

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	10
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....	12
2.1 FLUIDO DE PERFURAÇÃO .....	12
2.1.1 Classificação dos fluidos de perfuração .....	12
2.1.2 Propriedades dos Fluidos de Perfuração .....	13
2.1.2.1 Densidade .....	14
2.1.2.2 pH.....	14
2.1.2.3 Força gel.....	14
2.1.2.4 Viscosidade .....	15
2.2 ESTUDO REOLÓGICO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	16
2.3 PROPRIEDADES DE FILTRAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO .....	19
2.4 ADITIVOS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	20
2.5 MICROEMULSÕES .....	21
2.6 TENSOATIVOS .....	23
2.6.1 Classificação dos tensoativos .....	24
2.7 DIAGRAMAS TERNÁRIOS .....	24
3. METODOLOGIA.....	26
3.1 DIAGRAMAS DE FASES TERNÁRIOS .....	26
3.2 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	27
3.3 ANÁLISE TERMOGRAVIMÉTRICA.....	28
3.4 DIFRAÇÃO DE RAIOS X.....	29
3.5 VOLUME DE FILTRADO .....	29
3.6 ESPESSURA DO REBOCO .....	29
3.7 PERMEABILIDADE DO REBOCO .....	30
3.8 REOLOGIA .....	31
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	32
4.1 DIAGRAMAS TERNÁRIOS .....	32
4.2 ANÁLISE TERMOGRAVIMÉTRICA E DRX.....	34
4.3 VOLUME DE FILTRADO .....	36
4.4 ANÁLISE REOLÓGICA .....	39
5. CONCLUSÃO.....	42
REFERÊNCIAS .....	43

## 1. INTRODUÇÃO

O Instituto Americano de Petróleo (API) considera como fluido de perfuração qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável. Sendo assim, a formulação do fluido deve garantir que as suas propriedades irão suportar as condições em que são submetidas no interior do poço.

Na perfuração de poços para extração de petróleo e gás são utilizados fluidos de perfuração compostos por diversos produtos químicos com finalidades específicas em função das características de cada poço. O aumento da preocupação com possíveis danos ambientais levou a indústria do petróleo a trabalhar com composições de fluidos de perfuração ambientalmente seguros e que, ao mesmo tempo, apresentem desempenhos semelhantes aos fluidos anteriormente usados à base de óleo diesel (TERAMOTO et al., 2014). Os fluidos microemulsionados surgem como alternativa viável por possuir alta lubrificidade, estabilidade, baixo custo e formação de um reboco fino, características que são agregadas pela microemulsão.

A microemulsão é formada por dois líquidos imiscíveis na presença de tensoativo e, quando necessário, um cotensoativo. Tem como características ser um sistema disperso, monofásico, termodinamicamente estável, com baixa tensão superficial, transparente ou translúcido e possui a capacidade de combinar grandes quantidades de dois líquidos imiscíveis em uma única fase homogênea (ROSSI et al., 2007).

Vários fatores podem influenciar nas propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração, dentre estes, a temperatura exerce um papel crucial. A degradação térmica de um polímero constitui um dos principais fatores responsáveis pela perda das propriedades físico-químicas dos fluidos e é fortemente influenciada pelas altas temperaturas (MORAIS et al., 2016). De acordo com Rosa, Carvalho e Xavier (2006), um dos grandes motivos que inviabiliza o emprego de tensoativos e microemulsões nos reservatórios de petróleo é a instabilidade térmica devido à variação de temperatura do poço.

A termogravimetria é uma técnica muito utilizada na caracterização do perfil de degradação de polímeros e de outros tantos materiais. A exposição à temperatura elevada pode, algumas vezes, alterar a estrutura química e, por consequência, as propriedades físicas e químicas dos materiais. Portanto, a curva de degradação térmica, em condições não isotérmicas, mostra o perfil da resistência ou estabilidade térmica que o material

apresenta quando submetido a uma variação programada de temperatura (RIBEIRO, 2009).

A invasão de filtrado e de partículas finas durante as operações de perfuração, os danos resultantes desse processo e a formação da torta de filtração estão entre os problemas mais importantes dentro dos processos de exploração de poços de petróleo (CIVAN, 2007). Segundo Simpson (1974), essa invasão é fortemente dependente da composição do fluido utilizado. Sendo assim, um bom fluido será aquele que formar rapidamente uma torta fina de baixa permeabilidade e alta resistência. Hamida et al. (2010) cita a bentonita, polímeros sintéticos e biopolímeros como aditivos comumente utilizados para o controle da filtração.

A propriedade de filtração requerida de um fluido de perfuração é para a obtenção de um reboco com uma permeabilidade adequada. Se o reboco é muito permeável, uma grande quantidade de água do fluido de perfuração vai passar através do reboco para a formação geológica, que conduz à perda das propriedades reológicas requeridas, bem como dano à formação (BENNA et al., 2001).

O estudo reológico também é de grande importância, pois através dele é possível determinar como o fluido escoará sobre variadas condições de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. No campo, as principais propriedades reológicas de interesse que se encontram vinculadas ao desempenho do fluido são: índice de comportamento; índice de consistência; viscosidade aparente; viscosidade plástica; limite de escoamento e força gel (THOMAS, 2004).

Diante disso, este trabalho teve como objetivo desenvolver fluidos de perfuração a partir de microemulsões com óleo vegetal e avaliar a influência da temperatura nas suas propriedades. Para isto, foi realizada a análise termogravimétrica, ensaio reológico dos fluidos e dos filtrados e teste de volume de filtrado para cada fluido. Estes fluidos foram formulados com dois tipos de argila, bentonita e cloisite, analisadas através da técnica de difratometria de raios X (DRX), além de alguns aditivos utilizados para melhorar suas características e evitar problemas como a perda de circulação e a ineficiência da limpeza do poço.

## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

### **2.1 FLUIDO DE PERFURAÇÃO**

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos e, por vezes, até gases. São tradicionalmente classificados, de acordo com seu constituinte principal, em fluidos à base de gás, à base de óleo e à base de água. A utilização de um ou outro tipo de fluido depende da profundidade do poço e do tipo de formação a ser perfurada (THOMAS, 2004). Os fluidos à base de água são os mais utilizados na maioria das perfurações em todo mundo, por serem considerados ecologicamente seguros, biodegradáveis, apresentarem baixa toxicidade e baixa bioacumulação (AMORIM et al., 2005).

Os fluidos de perfuração consistem em uma fase dispersante e uma fase dispersa. Os fluidos são classificados de acordo com a fase dispersante e pode ser base água, óleo ou gás. Eles têm um papel importante na perfuração e o seu desempenho está diretamente ligado as suas propriedades. Os aditivos são empregados na composição do fluido para fornecer estas propriedades, que são essenciais, e proporcionar, ao mesmo tempo, condições de garantir uma perfuração segura e de qualidade (MELO, 2008).

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

#### **2.1.1 Classificação dos fluidos de perfuração**

Os fluidos de perfuração são classificados de acordo com sua fase dispersante em:

- Fluidos base água: o meio para dispersão dos sólidos é a água ou a salmoura. O óleo pode estar emulsionado na fase contínua (CAENN, DARLEY e GRAY, 2011). São fluidos menos agressivos ao meio ambiente, com baixo custo inicial, porém tem baixa estabilidade em altas temperaturas e não são utilizáveis para

formações rochosas compostas de argilas sensíveis à água (GUIMARÃES e ROSSI, 2007). Além disso, apresentam baixa lubricidade, problemas de estabilidade com a temperatura e, ainda, são responsáveis por promover a corrosão de componentes metálicos do sistema de perfuração (MAHTO e SHARMA, 2004).

- Fluidos base óleo: o meio para dispersão dos sólidos é o óleo. A água ou a salmoura é emulsionada no óleo, que é a fase contínua (CAENN, DARLEY e GRAY, 2011). São fluidos estáveis em altas temperaturas, são aplicáveis para elevadas profundidades, são leves, conferem uma perfuração mais rápida, baixa corrosão, alto grau de inibição frente as rochas ativas, porém possuem maior custo inicial e podem causar bastante dano ao meio ambiente (GUIMARÃES e ROSSI, 2007).
- Fluidos base gás: os cascalhos são removidos por um fluxo de alta velocidade de ar ou gás natural. Dentro desta classe estão incluídos o gás seco (ar, gás natural, gases de exaustão, gases de combustão), névoa, espuma e espuma estável (CAENN, DARLEY e GRAY, 2011). São aplicados em zonas com grandes perdas de circulação, formações produtoras com baixas pressões, em regiões com escassez de água e regiões com espessas camadas de gelo (SILVA, 2003).

#### 2.1.2 Propriedades dos Fluidos de Perfuração

Segundo Duarte (2004), a problemática de instabilidade de poços de petróleo é fortemente relacionada ao tipo de fluido de perfuração escolhido, influenciando nos custos e tempo de operação. Para desempenhar suas funções fundamentais, os fluidos de perfuração devem possuir várias características desejáveis, o que aumenta muito a eficiência da operação de perfuração. Tais características, segundo Melbounci e Sau (2008), incluem propriedades reológicas desejadas (viscosidade plástica, viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel), prevenção de perda de fluidos, estabilidade sob várias condições operacionais de temperatura e pressão e estabilidade contra fluidos contaminantes.

De acordo com CAENN e CHILINGAR (1996), os principais parâmetros físicos que devem ser verificados para classificar os fluidos são: peso, viscosidade e controle de perda de fluido, além de estudar as características específicas dentro de cada item citado anteriormente, tais como: densidade (no caso do peso), força gel e parâmetros reológicos (no caso da viscosidade), que determinam o grau de gelificação das partículas dispersas

e que analisam o comportamento de fluxo do fluido, respectivamente; e por fim, os parâmetros de filtração (no caso de controle de perda de fluidos), para determinar o filtrado e a espessura do reboco.

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

#### 2.1.2.1 Densidade

A densidade do fluido, também conhecida como massa específica, é definida como massa por unidade de volume. Esta propriedade é responsável pela geração da pressão hidrostática que irá evitar o fluxo dos fluidos das formações para o interior do poço. O limite de variação de densidade dos fluidos de perfuração depende da pressão dos poros, que atua no fluido que se encontra no espaço poroso da rocha, e da pressão de fratura, que é o valor de pressão para o qual a rocha se rompe.

#### 2.1.2.2 pH

O conhecimento e o ajuste do pH são importantes para o controle da reatividade do fluido, pois a interação das argilas, a solubilidade dos aditivos e a remoção dos contaminantes dependem do pH (ALMOCO PRODUCTION COMPANY, 1994). O pH é mantido, normalmente, na faixa de 9,5 – 10,5 para fluidos de perfuração base água pelos seguintes motivos (BAKER HUGHES, 2006):

- Dispersantes orgânicos e agentes de controle de filtrado atingem, normalmente, sua efetividade máxima em ambientes alcalinos;
- Os efeitos adversos dos eletrólitos contaminantes são minimizados em altos níveis de pH;
- As taxas de corrosão podem ser reduzidas em pH elevado e a ação bacteriana em materiais orgânicos é retardada nesse nível de alcalinidade;

#### 2.1.2.3 Força gel

Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, ou seja, quando estão em repouso adquirem um estado de semirígidos pela formação do estado gel, e voltam a adquirir um estado de fluidez quando voltam a movimentar-se.

A força gel também é um parâmetro reológico e mede o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo, e a força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica um determinado tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido, que deve ser cuidadosamente controlado, já que, quando excessivo, o fluido pode causar erosão nas paredes do poço devido a sua elevada capacidade de carreamento de sólidos (SEIXAS, 2010).

O fluido de perfuração é projetado para gelificar gradativamente quando não há cisalhamento aplicado sobre ele. Essa propriedade é a tixotropia, um decréscimo contínuo da viscosidade com o tempo quando um escoamento é aplicado a uma amostra que estava em repouso e a subsequente recuperação da viscosidade no tempo quando o escoamento é interrompido. Ao reiniciar o escoamento, o gel é quebrado e picos de pressão são observados, que podem comprometer a estabilidade do poço ou fraturar a formação (CUNHA FILHO, 2015).

É importante que os fluidos de perfuração sejam tixotrópicos, contudo, a magnitude desta tixotropia deve ser controlada para evitar a erosão do poço e para que ocorra uma adequada limpeza, suspensão, carreamento de sólidos e o sucesso da perfuração (AMORIM, 2003).

Segundo Silva (2003), a força gel elevada poderia resultar em perda de fluido de perfuração quando a ferramenta é colocada no poço, existira uma maior dificuldade em descer ferramentas de registros elétricos ou similares. Assim como, uma força gel muito baixa causa a decantação da barita e dos cascalhos no fundo do poço durante o tempo em que se realizam as conexões ou durante as manobras.

#### 2.1.2.4 Viscosidade

A viscosidade dos fluidos de perfuração depende principalmente do teor de sólidos e da presença de polímeros. Um aumento na viscosidade, portanto, só pode ser combatido por remoção de sólidos (CAENN, DARLEY e GRAY, 2017). Do ponto de vista prático, definimos dois tipos de viscosidade, ambas expressas em cP: uma viscosidade aparente (VA) e uma viscosidade plástica (VP) frequentemente ligada ao tamanho das partículas e sua forma. Desta forma, VP é sensível à concentração de sólidos, e indica os requisitos de diluição.

Segundo Growcock e Harvey (2005), em campo, as ferramentas disponíveis para controlar a reologia do fluido de perfuração são de dois tipos. O primeiro é o viscosímetro Marsh, uma ferramenta ainda muito utilizada, o segundo é um Reômetro Fann 35, realizando uma medição de tensão para 2 ou 6 valores de cisalhamento de acordo com equipamento. Por outro lado, a circulação no poço impõe altos valores de pressão e temperatura, é, portanto, necessário medir ou prever a reologia de fluidos em altas temperaturas e pressões, bem como a resistência dos aditivos sujeitos a essas condições (Nguyen, 1993).

## **2.2 ESTUDO REOLÓGICO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

A ciência da reologia é uma área que estuda todos os aspectos da deformação e escoamento da matéria quando está submetida a esforços originados por forças externas. (BIRD *et al.*, 2004).

Em operações de perfuração, o termo reologia se refere à relação da tensão e taxa de cisalhamento do fluido de perfuração. Geralmente, as propriedades reológicas são usadas para projetar e avaliar a hidráulica do poço e avaliar o desempenho dos fluidos de perfuração. Os modelos reológicos são ferramentas úteis para descrever matematicamente a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento de um determinado fluido (GUO e LIU, 2011; MUHEREI, 2016; GAUTAM e GURIA, 2020).

Em campo, as principais propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento e força gel. A finalidade de controlar essas propriedades é conseguir minimizar a pressão das bombas, maximizar a limpeza do poço, evitar influxo da formação e prevenir perda de circulação para a formação perfurada (ALMEIDA E SILVA, 2010).

A viscosidade plástica é a parte da resistência ao fluxo causada pela fricção mecânica. Essa fricção pode ser causada pela concentração, tamanho e forma dos sólidos e pela viscosidade da fase fluida. Os fluidos de perfuração são, geralmente, compostos de uma fase fluida contínua em que os sólidos estão dispersos e é através da viscosidade plástica que é possível realizar o controle desses sólidos, podendo indicar a concentração e interação dos sólidos no fluido. Sendo assim, quanto mais alto for o teor de sólidos ou quanto menor for o tamanho das partículas, com consequente aumento da área superficial e fricção das mesmas dentro do fluido, mais alta será a viscosidade plástica.

A viscosidade aparente é definida por Machado (2002) como a viscosidade de um fluido não-newtoniano em uma taxa de cisalhamento fixada pelo American Petroleum Institute (API). O autor vai além e sugere que a medida da viscosidade aparente seria a viscosidade que o fluido teria se o mesmo fosse newtoniano, para determinadas condições de fluxo.

O limite de escoamento representa a resistência inicial a ser superada para que o fluido escoe. Esta resistência é devida às forças eletrostáticas atrativas localizadas na superfície das partículas. O limite de escoamento depende do tipo de sólidos presentes e suas cargas de superfície a concentração desses sólidos, e o tipo e concentração de outros íons ou sais opcionalmente presentes. Esta propriedade é sensível ao ambiente eletroquímico, sendo um bom indicador da necessidade de um tratamento químico (CAENN, DARLEY e GRAY, 2017)

Os modelos mais comuns apresentados na literatura são: Modelo de Bingham ou plástico ideal, Modelo de Ostwald de Waale ou fluido de potência, Modelo de Herschel-Bulkley ou fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado.

O Modelo de Herschel-Bulkley, também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado, é dito ser o mais completo por envolver três parâmetros reológicos, sendo eles:  $\tau_0$ , denominado de limite de escoamento inicial, que permite prever a força mínima requerida para iniciar o fluxo;  $k$ , denominado de parâmetro de consistência, que indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento, expresso em Pa.s<sup>n</sup> (SI); e  $n$ , denominado de índice de comportamento, que indica fisicamente o afastamento do fluido do modelo newtoniano, sendo uma grandeza adimensional (MACHADO, 2002; SHIROMA, 2012). A equação que define o modelo é a Equação 1.

$$\tau = \tau_0 + k(\dot{\gamma})^n \quad (1)$$

Para determinar os parâmetros deste modelo, inicialmente, estima-se o valor de  $\tau_0$  por extrapolação através do gráfico de tensão cisalhante ( $\tau$ ) versus taxa de deformação ( $\dot{\gamma}$ ) em coordenadas cartesianas, posteriormente, determina-se o valor de  $k$  e  $n$  através do gráfico de  $(\tau - \tau_0)$  versus  $\dot{\gamma}$ , em coordenadas logarítmicas (MACHADO, 2002).

As tensões de cisalhamento experimentais podem ser calculadas, em Pa, através da Equação 1.1, em que  $\theta$  são as deflexões, em graus, observadas no viscosímetro Fann, especificamente; e as taxas de cisalhamento, em  $s^{-1}$ , podem ser calculadas através da Equação 1.2, em que  $N$  é o número de rotação em rpm (SHIROMA, 2012).

$$\tau = 0,51. \theta \quad (1.1)$$

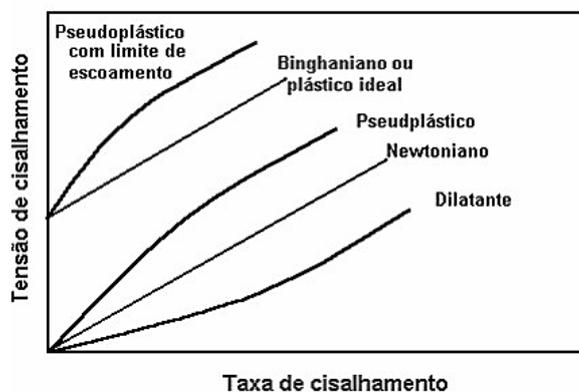
$$\gamma = 1,703. N \quad (1.2)$$

Os valores de viscosidade aparente, em cP, são calculados a partir da Equação 1.3, com os valores de deflexão para cada velocidade de rotação (SHIROMA, 2012).

$$\mu = 300. \frac{\theta}{N} \quad (1.3)$$

A Figura 1 mostra algumas curvas de fluxo. Os fluidos que apresentam  $n$  menores que a unidade e maiores do que zero ( $0 < n < 1$ ), são ditos pseudoplásticos. Nas curvas cujo  $n$  são maiores do que a unidade ( $n > 1$ ), os fluidos são chamados de dilatantes. Quando  $n$  é igual a um ( $n = 1$ ), tem-se um fluido newtoniano. Os fluidos pseudoplásticos sempre diminuem a viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento, enquanto os dilatantes têm o comportamento inverso, aumentam a viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento (MACHADO, 2002).

Figura 1 - Comportamento reológico de fluidos Newtonianos e não Newtonianos.

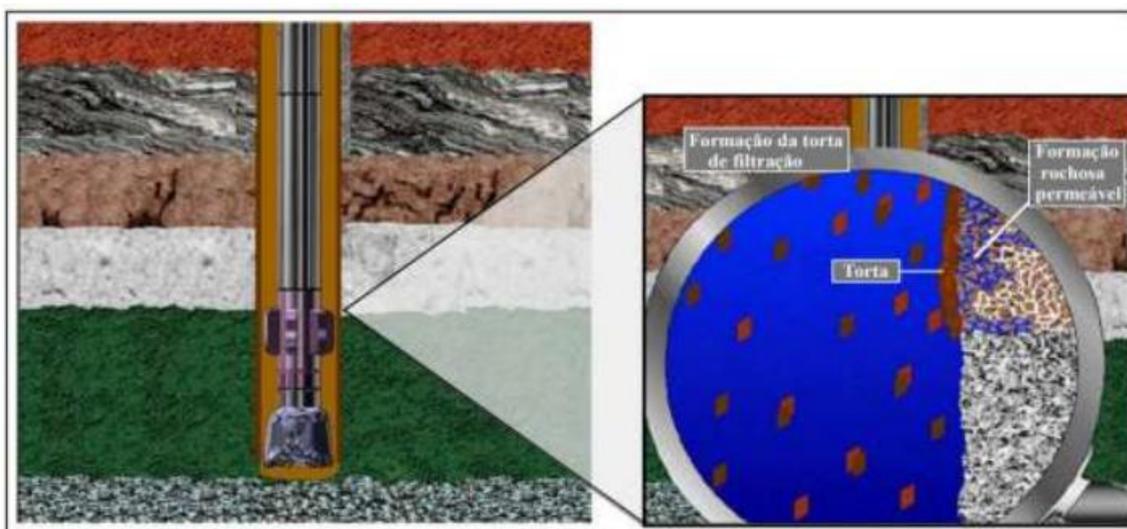


Fonte: Adaptado de MACHADO, 2002.

### 2.3 PROPRIEDADES DE FILTRAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

O fluido de perfuração invade a formação devido ao diferencial de pressão positivo entre o poço e a rocha reservatório. Porções da fase líquida do fluido de perfuração são perdidas para a formação adjacente, enquanto partículas sólidas menores que os poros, que estavam em suspensão no fluido, também tendem a invadir e tamponar as gargantas de poro, reduzindo as permeabilidades ao gás e ao óleo e, portanto, danificando a região ao redor do poço. As partículas maiores se acumulam na parede do poço, iniciando a formação de reboco externo (MARTINS *et al.*, 2005). O processo de formação da torta está ilustrado na Figura 2.

Figura 2 - Processo de formação da torta.



Fonte: CATARINA, 2011, apud SHIROMA, 2012.

Os fluidos devem ser formulados para obstruir o mais rápido possível as formações permeáveis. Para isso, é essencial o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas, formando assim um fino e permeável reboco. Caso contrário, pode ocorrer uma perda expressiva de fluido de perfuração para as formações. Geralmente, quanto maior for a permeabilidade, maior a espessura do reboco (SEIXAS, 2010). Se a torta é impermeável, sua espessura irá aumentar, o que implica no decréscimo do diâmetro do poço, aumento da pressão do mesmo e prejuízos para a perfuração. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, ou seja, a permeabilidade é adequada, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha (SHIROMA, 2012). Assim, o filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros

medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração (THOMAS, 2004).

A invasão de filtrado na formação pode causar diversos problemas, começando pela dificuldade em analisar o poço. Como consequência, pode ocorrer diversos problemas: desmoronamento de formações hidratáveis, avaliações equivocadas da formação que está sendo perfurada e redução do diâmetro do poço em virtude da formação de rebocos muito espessos. Se a invasão de filtrado for muito grande, pode ocorrer o transporte de todo o fluido do poço para formação, além da possibilidade do filtrado reagir quimicamente com as argilas das rochas da formação, podendo mudar as características da permeabilidade do poço (FARIAS, 2005).

As propriedades de filtração dos fluidos de perfuração devem ser avaliadas e monitoradas por testes recomendados pela API (API Recommended Practice 13B, 1978). Estes são testes em regime estático usando um filtro prensa padronizado. Segundo Bourgoyne et al. (1991), este teste é um indicativo da taxa na qual formações permeáveis são seladas pela deposição do reboco após serem penetradas pela broca de perfuração. Essas medições podem ser feitas em condições de alta pressão e alta temperatura (APAT), ou baixa pressão e baixa temperatura (BPBT), na qual se utiliza uma pressão de 100 psi a temperatura de 28 °C.

## **2.4 ADITIVOS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO**

Os aditivos são substâncias químicas que quando misturados ao fluido, agregam propriedades especiais, necessárias durante as atividades de perfuração. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração (SERRA; SANTOS NETO, 2002). São classificados em seis grandes grupos, são eles: viscosificantes, agentes adensantes, redutores de viscosidade (defloculantes), redutores de filtrado, emulsificantes e aditivos especiais. (LUMMUS E AZAR, 1986).

- **Goma Xantana:** A goma xantana é um polissacarídeo sintetizado pela bactéria *Xanthomonas campestris*. Tem um amplo campo de utilização na indústria devido a suas propriedades reológicas distintas (LUZ; FAGUNDES; BALABAN, 2017). Utilizada como aditivos na fabricação de alimentos, na indústria farmacêutica, entre outras (VENDRUSCOLO et al., 2005). No ramo dos fluidos de perfuração, especialmente nos fluidos base água, a goma xantana é usada como aditivo para aumentar a viscosidade e controlar a perda de filtrado. Também apresenta uma

excelente estabilidade em amplas faixas de pH e temperatura (LUZ; FAGUNDES; BALABAN, 2017 e ASSIS et al., 2014).

- Carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ): É utilizado nos fluidos de perfuração como agente obturante e adensante. O carbonato de cálcio, quando adicionado aos fluidos, forma uma fina camada (reboco) que reduz a invasão de fluidos nos reservatórios (MOREIRA, 2014). O carbonato pode substituir os materiais adensantes em fluidos de perfuração que não exigem um alto peso destes. É um material barato, se comparado a outros aditivos, e menos abrasivo (CAENN, DARLEY e GRAY, 2011).
- HPA Hidroxipropilamido (HPA): trata-se de um amido modificado que pode ser utilizado na perfuração e na manutenção de poços em formações subterrâneas. O objetivo principal da adição do HPA nos fluidos de perfuração é a redução da perda de filtrado (THORMANN, 2007).
- Baritina: Segundo Caenn, Darley e Gray (2011), a baritina é usada como agente adensante desde a década de 1920. Por possuir uma alta densidade, baixo custo de produção, baixa abrasividade e facilidade de manuseio, ela é preferível em relação a outros materiais.

## 2.5 MICROEMULSÕES

Os sistemas microemulsionados têm sido bastante aplicados na indústria do petróleo, incluindo sua aplicação em fluidos removedores de reboco de fluidos de perfuração base óleo, 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). As propriedades-chaves que proporcionam essa grande aplicabilidade são o fácil preparo, serem estáveis termodinamicamente, espontâneos, transparentes, de baixa viscosidade e por facilitarem a solubilização de diversos compostos (SILVA, 2011).

Curbelo et al. (2021) mostram que os sistemas base microemulsão estão sendo usados com mais frequência em vários processos industriais, devido, entre outros fatores, à sua solubilidade em substâncias polares e apolares, estabilidade termodinâmica, e capacidade de reduzir a tensão interfacial.

Microemulsões são misturas macroscopicamente isotrópicas compostas por ao menos um componente hidrofílico, um hidrofóbico e um anfifílico. Elas podem ser definidas como sistemas de alta agregação, nas quais água e óleo são homogênea-

misturados devido à presença de substâncias anfifílicas chamadas de tensoativos (SOTTMANN e STUBENRAUCH, 2009; SILVA, 2011; OLIVEIRA *et al.*, 2004).

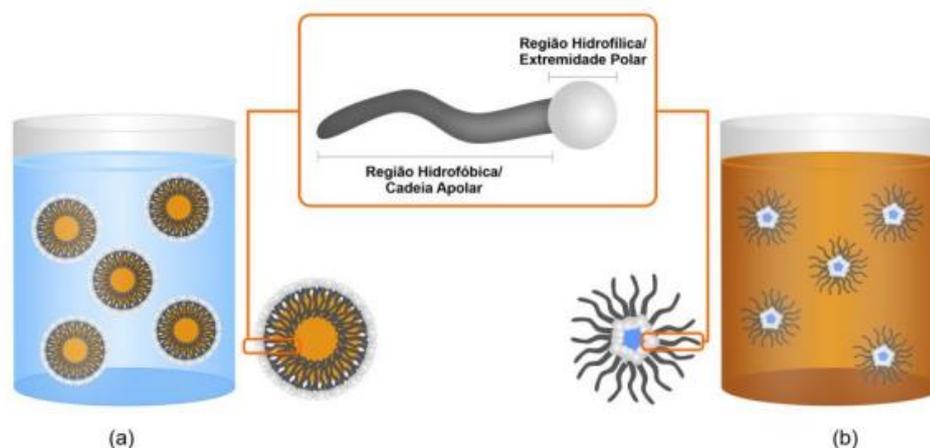
A microemulsão é formada por dois líquidos imiscíveis (água, óleo) na presença de tensoativo e quando necessário, um cotensoativo. Tem como características ser um sistema disperso, monofásico, termodinamicamente estável, com baixa tensão superficial, transparentes ou translúcidos e possuem a capacidade de combinar grandes quantidades de dois líquidos imiscíveis em uma única fase homogênea (ROSSI *et al.*, 2007). O tamanho das gotículas é responsável pela característica translúcida do sistema, já que o diâmetro médio das gotículas é menor do que 1/4 do comprimento de onda da luz. Com isso as mesmas não espalham luz e o sistema fica transparente (DAMASCENO *et al.*, 2010).

A propriedade mais importante e relevante em aplicações técnicas de microemulsões é a baixa ou até mesmo ultrabaixa tensão interfacial entre a fase com excesso de água e a fase com excesso de óleo na presença de uma fase microemulsionada. (SCHRAMM e KUTAY, 2000). No entanto, alguns tensoativos não conseguem reduzir as tensões interfaciais entre o óleo e a água a esses valores ultrabaixos. Um cotensoativo, como o álcool de cadeia curta, é frequentemente necessário. O requisito de uma tensão interfacial ultrabaixa explica o porquê, quando óleo, água e tensoativo são misturados, as emulsões são muito mais comumente encontradas do que as microemulsões.

A formação espontânea de sistemas microemulsionados ocorre devido à redução da área interfacial entre as fases interna (dispersa) e externa (contínua) na presença de um tensoativo, o qual proporciona diminuição das tensões interfaciais, conseqüentemente, redução da energia na interface, caracterizando a formação de um sistema espontâneo (DALTIM, 2011).

O tipo de sistema formado será determinado através das propriedades físico-químicas do tensoativo, principalmente pelo seu balanço hidrofílico-lipofílico (BHL), formando microemulsão de óleo em água (O/A), ou água em óleo (A/O) (DALTIM, 2011). A Figura 3 mostra um esquema representativo de microemulsões O/A (Figura 3a) e A/O (Figura 3b).

Figura 3 - Esquema representativo de microemulsões (a) O/A, e (b) A/O.



Para obtenção de uma microemulsão do tipo A/O, por exemplo, deve-se utilizar um tensoativo mais hidrofóbico, e para obtenção de uma microemulsão O/A, deve-se fazer uso de um tensoativo de caráter hidrofílico (CAPEK, 2004).

## 2.6 TENSOATIVOS

Os tensoativos são substâncias naturais ou sintéticas cujas moléculas têm a chamada estrutura anfifílica, apresentando uma parte de sua estrutura hidrofóbica (afinidade pela fase orgânica de um sistema) e outra hidrofílica (afinidade pela fase aquosa do sistema) (KARSA, 2007; KRONBERG, HOLMBERG e LINDMAN, 2014; DALTIM, 2011).

Os tensoativos, são substâncias que se adsorvem nas interfaces líquido-líquido, líquido-gás e sólido-líquido, reduzindo assim a sua tensão superficial. Isso acontece devido à estrutura química e propriedades dos tensoativos (MITTAL, 1979).

Na indústria do petróleo, segundo Schramm e Marangoni (2000), os tensoativos podem ser aplicados ou encontrados em todos os estágios da recuperação e processamento do óleo, da perfuração de poços, injeção em reservatórios não produtivos, na produção, e em plantas de processamento. Eles se tornaram importantes na etapa de cimentação de poços, fraturamento, acidificação de matriz, demulsificação, inibição de corrosão, transporte, limpeza, injeção de água, de produtos químicos, de espuma e de vapor, além da proteção ambiental (BHARDWAJ e HARSTLAND, 1993).

### 2.6.1 Classificação dos tensoativos

Podem ocorrer variações no grupo hidrofílico funcional do tensoativo, desta forma o tensoativo pode ser classificado como: iônicos (catiônicos, aniônicos e anfóteros) e não-iônicos (DALTIN, 2011).

- Tensoativos Aniônicos: Este tipo de tensoativo apresenta uma carga negativa na região polar (cabeça da molécula). Os principais exemplos destes são o sulfato, os sulfonatos e o fosfato. Estes se classificam como os mais amplamente usados na indústria devido a sua simplicidade e baixo custo (KLAUSS, 2011, DALTIN, 2011).
- Tensoativos catiônicos: A dissociação dos tensoativos catiônicos em água forma íons carregados positivamente na superfície ativa. Os principais representantes desta classe são os quaternários de amônia (KUME; GALLOTTI; NUNES, 2007; DALTIN, 2011).
- Tensoativos anfóteros: Os tensoativos anfóteros possuem duplo caráter iônico: se comportam como aniônicos em meio alcalino, pois a alta concentração de hidroxilas neutraliza a carga positiva e também se comportam como catiônicos em meio ácido. Formam a classe de tensoativos menos utilizada no mercado devido ao alto custo (DALTIN, 2011).
- Tensoativos não iônicos: São assim definidos por possuírem grupos hidrofílicos sem cargas ligados à cadeia de ácidos graxos. Sua solubilidade em água se deve à hidratação dos grupos hidrófilos, via ponte de hidrogênio. Podem ser citados como exemplos os alquilaril e alcoóis etoxilados e etoxilados propoxilados, ésteres de alcoóis poli-hídricos, amidas e aminas etoxiladas (MYERS, 2005; OLIVEIRA, 2008). Os tensoativos não-iônicos são bastante atrativos industrialmente, devido a sua vasta possibilidade de aplicação. Estas diversas aplicações se devem a combinações de algumas características como a compatibilidade química com a maioria dos tensoativos e suas propriedades são pouco afetadas pelo pH (DALTIN, 2011).

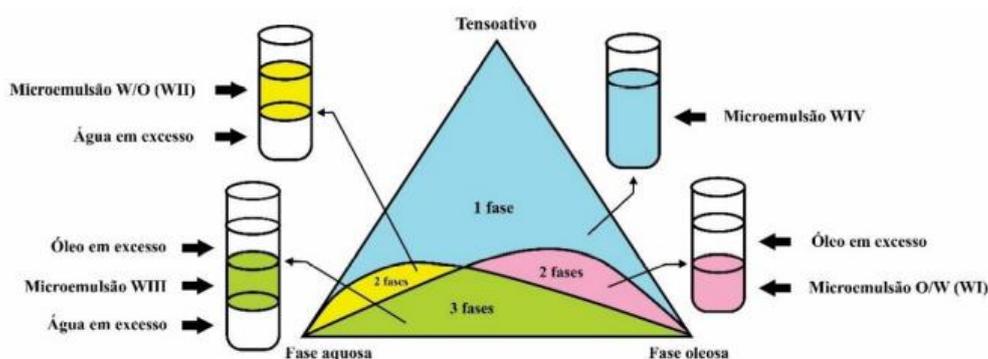
### 2.7 DIAGRAMAS TERNÁRIOS

O diagrama de fases é a forma gráfica de mostrar as regiões de estabilização de cada tipo de fase de agregação das microemulsões e as regiões de limites de transição entre emulsões, fases separadas e microemulsões O/A e A/O. A avaliação dos diagramas de fases é importante para o entendimento do comportamento dos tensoativos

concentrados, e em suas diversas diluições possíveis, em diferentes temperaturas, quanto as suas formas de agregação, principalmente em processos industriais, para que seja possível evitar regiões do diagrama nas quais a alta viscosidade de um sistema possa inviabilizar sua produção (DALTIM, 2011).

Segundo Rossi et al. (2007), os sistemas microemulsionados são representados através de diagramas de fases ternários, quaternários e pseudoternários, que variam de acordo com a natureza química e com a quantidade de constituintes de cada sistema da microemulsão. A Figura 4 mostra um típico diagrama de fases com as identificações das regiões de Winsor.

Figura 4 - Diagrama de fases com os comportamentos das microemulsões segundo Winsor.



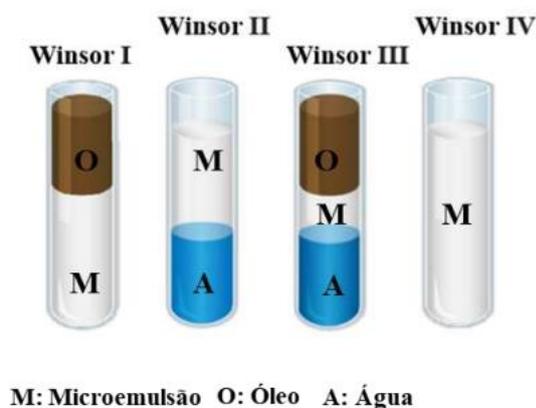
De acordo com Winsor (1968), os sistemas microemulsionados podem ser classificados em quatro tipos de sistemas, em que as microemulsões podem existir em equilíbrio com as fases aquosa e/ou oleosa, formando sistemas multifásicos. São estes:

- Winsor I (WI): Sistema bifásico contendo uma fase oleosa em equilíbrio com uma fase microemulsionada (O/A) contendo óleo, fase aquosa e a maior parte da mistura de tensoativo. Ele é representado pelo equilíbrio entre a fase microemulsionada com a fase oleosa em excesso. Por possuir densidade menor que a da microemulsão, a fase oleosa posiciona-se acima da microemulsão;
- Winsor II (WII): Apresenta-se também num sistema bifásico, constituído de uma fase aquosa em equilíbrio com uma microemulsão (A/O). Ele 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;

- Winsor III (WIII): Região trifásica, contendo uma fase aquosa e outra oleosa, separadas por uma fase microemulsionada, onde a fase oleosa é a fase superior, a microemulsão é a fase intermediária e a fase aquosa é a fase inferior;
- Winsor IV (WIV): Corresponde a uma região monofásica, representada por uma microemulsão homogênea. É um sistema em que apenas existe a microemulsão, isto é, um sistema macroscopicamente monofásico.

A Figura 5 apresenta as classificações Winsor.

Figura 5 - Classificação Winsor.



Fonte: VAN ZANTEN; LAWRENCE; HENZLER, 2010.3. METODOLOGIA

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 DIAGRAMAS DE FASES TERNÁRIOS

Foram elaborados três diagramas ternários utilizando a mesma fase aquosa, uma solução aquosa de glicerina 1:1; a mesma fase oleosa, óleo de pinho; e variando os tensoativos, que foram o Tween 80 (T80) e os nonilfenoletoxilados (NP 100 e NP 150). Os diagramas foram obtidos por titulação, onde o tensoativo é adicionado a uma mistura de fase aquosa e fase oleosa com composição mássica conhecida até a formação de uma única fase límpida, caracterizando a microemulsão.

A titulação consiste em fixar a proporção de 2 componentes do diagrama, como por exemplo, o lado binário tensoativo/fase oleosa, e titular com o terceiro componente, a fase aquosa. A titulação ocorre até que seja possível verificar a solubilidade da mistura ternária em toda a região do diagrama, observando a formação da região de microemulsão (sistema monofásico). A observação visual das propriedades macroscópicas das amostras, como número de fases e estado físico, possibilita a determinação dos limites entre

microemulsão e regiões de duas e três fases. Nestes experimentos foram utilizados uma centrífuga para separação das fases, uma balança analítica e agitador para mistura dos componentes. A temperatura dos experimentos foi de aproximadamente 28 °C. A Figura 6 apresenta um esquema de preparação das microemulsões.

Figura 6 - Esquema de preparação das microemulsões.



### 3.2 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração foram preparados a partir de 300 g de microemulsão, acrescentando os aditivos, na ordem apresentada pela Tabela 1, sob agitação constante em agitador Hamilton Beach, mantendo um intervalo de 8 minutos entre cada adição. Foram formulados seis fluidos de perfuração. A Tabela 1 apresenta os aditivos utilizados e suas respectivas funções e a Tabela 2 apresenta a formulação dos fluidos.

A microemulsão é composta por 40 % de tensoativo, 55 % de solução de glicerina e 5 % de óleo de pinho. A composição da microemulsão foi escolhida observando os limites da região de microemulsão e minimizando a quantidade de tensoativo, composto de maior custo.

Tabela 1 - Funções dos aditivos na preparação do fluido de perfuração.

Aditivo	Função
Cal	Controlar o pH
Argila	Agente viscosificante
HP-amido	Redutor de filtrado
Goma Xantana	Agente viscosificante
Baritina	Controlar a densidade
Água	Reduzir a viscosidade

Tabela 2 - Formulação dos fluidos de perfuração.

<b>Componentes</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>
<b>Solução de glicerina</b>	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0	165.0
<b>Óleo de pinho</b>	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
<b>Tween 80</b>	-	-	-	-	120.0	120.0
<b>NP 100</b>	-	-	120.0	120.0	-	-
<b>NP 150</b>	120.0	120.0	-	-	-	-
<b>Cal</b>	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
<b>Bentonita</b>	4.0	-	4.0	-	4.0	-
<b>Cloisite 20A</b>	-	4.0	-	4.0	-	4.0
<b>HP-amido</b>	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
<b>Goma Xantana</b>	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>Baritina</b>	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
<b>Água</b>	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0	270.0

Os valores na Tabela 2 são expressos em gramas (g).

As argilas utilizadas neste trabalho foram a bentonita e a Cloisite 20A, obtida na Southern Clay Products e fornecida pelo Laboratório de Engenharia de Materiais, da UFPB. Segundo Caenn *et al.* (1988), a bentonita é a argila comercial mais utilizada em fluidos à base de água doce, desempenhando funções como o aumento da capacidade de limpeza do poço e formação de um reboco de baixa permeabilidade.

### 3.3 ANÁLISE TERMOGRAVIMÉTRICA

A análise termogravimétrica (TGA) foi realizada em uma termobalança, modelo Q-50, TA Instruments, com o objetivo de avaliar o comportamento da decomposição térmica dos componentes dos fluidos e assim conhecer a faixa de temperatura em que os fluidos podem ser utilizados durante a operação de perfuração de poços. As amostras foram submetidas a uma programação de aquecimento não isotérmica sob fluxo de gás nitrogênio de alta pureza (99.997 %). A programação inicia-se com uma purga de 5 min a uma temperatura de 30 °C para a eliminação do oxigênio residual da atmosfera.

Posteriormente, a amostra sofre um aquecimento da temperatura de 25 °C a 600 °C em uma rampa de aquecimento de 10 °C/min.

### 3.4 DIFRAÇÃO DE RAIOS X

As amostras de argila foram caracterizadas por difração de raios X (DRX) em um difratômetro Shimadzu modelo XRD-7000, usando uma fonte de radiação  $\text{CuK}\alpha$  com tensão de 30 kV, corrente de 30 mA e filtro de Ni, a 27 °C. Dados foram coletados na faixa de  $2\theta$  de 5° a 80°.

### 3.5 VOLUME DE FILTRADO

O ensaio de volume de filtrado foi realizado para estimar a quantidade líquida do fluido que passa para as formações adjacentes, sendo determinado em Filtro Prensa API pressurizado (Figura 7), de acordo com a norma API RP 13B-1. O fluido, previamente agitado, é submetido a uma pressão de 100 psi, com ar comprimido à temperatura de 26 °C, por 30 minutos. O filtrado foi coletado em uma proveta, sendo possível determinar a variação do seu volume com o tempo.

Figura 7 - Filtro Prensa API Pressurizado.



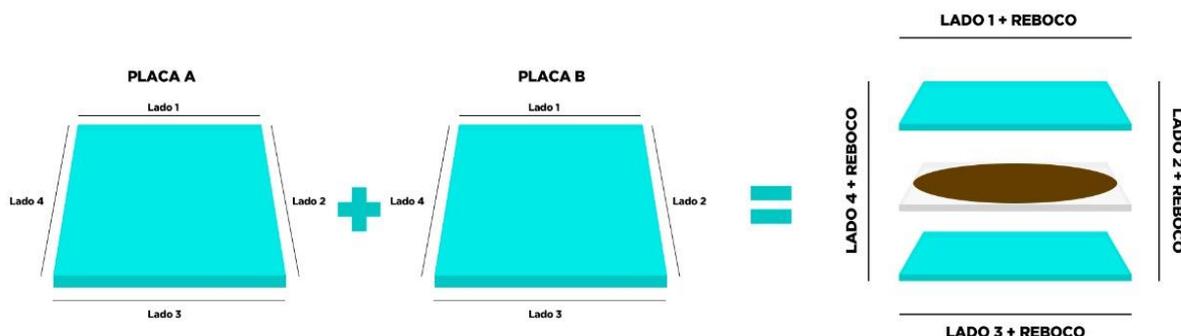
### 3.6 ESPESSURA DO REBOCO

Este procedimento está representado na Figura 8 e foi desenvolvido por Farias *et al.* (2006). Inicialmente, coloca-se o papel de filtro com o reboco entre duas placas de vidro. São realizadas oito medições com um paquímetro, sendo duas medidas realizadas em cada lado da placa. Calcula-se, então, a média de cada lado e, em seguida, os valores

são subtraídos da espessura total das duas placas. Dessa forma, é possível determinar a espessura média do reboco formado.

As espessuras de cada lado da placa de vidro são 8.07 mm (lado A); 8.06 mm (lado B); 8.04 mm (lado C) e 8.06 mm (lado D).

Figura 8 - Esquema do procedimento de determinação de espessura do reboco.



### 3.7 PERMEABILIDADE DO REBOCO

O cálculo da permeabilidade do reboco foi feito com a equação de Darcy (FOUST *et al.*, 1982) para as condições de 100 psi e 30 minutos, resultando na Equação 2.5. Esta equação associa o volume de filtrado, a viscosidade e a espessura do reboco formado.

Aplicando a lei de Darcy para fluxo axial, tem-se que:

$$q = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * \varepsilon} \quad (2)$$

Onde  $q$  é a vazão em  $\text{cm}^3/\text{s}$ ,  $K$  é a permeabilidade em Darcy,  $A$  é a área de filtração em  $\text{cm}^2$ ,  $\Delta P$  é a pressão exercida em atm,  $\mu$  é a viscosidade do fluido em cP e  $\varepsilon$  é a espessura do reboco em cm.

Considerando que o reboco é praticamente incompressível e que o fluido não sedimenta naturalmente, faz-se uma aproximação em que o reboco formado e o volume de filtrado são proporcionais, ou seja:

$$Q_r = C * Q_f \quad (2.1)$$

Onde  $Q_r$  é o volume do reboco,  $Q_f$  é o volume do filtrado e  $C$  é a constante de proporcionalidade.

Relacionando o volume do reboco com a sua área e espessura, tem-se que:

$$Q_r = \varepsilon * A \quad (2.2)$$

Igualando as equações 2.1 e 2.2, isola-se  $\varepsilon$  e substitui na equação 2, aplicando o conceito de vazão ( $q=dQ_f/dt$ ), obtém-se:

$$\frac{dQ_f}{dt} = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * \left(\frac{C * Q_f}{A}\right)} \quad (2.3)$$

Integrando a equação 2.3, tem-se que:

$$K = \frac{Q_f * \mu * \varepsilon}{2 * A * \Delta P * t} \quad (2.4)$$

Aplicando as condições padronizadas do teste de filtração API-LTLP (baixa temperatura e baixa pressão), a equação 2.4 torna-se:

$$K = Q_f * \varepsilon * \mu * 8.95 * 10^{-5} \quad (2.5)$$

Sendo  $K$  a permeabilidade do reboco (mD),  $Q_f$  o volume de filtrado ( $\text{cm}^3$ ),  $\varepsilon$  a espessura do reboco formado (mm) e  $\mu$  a viscosidade do filtrado (cP).

### 3.8 REOLOGIA

O ensaio reológico dos fluidos foi realizado em viscosímetro Fann VG 35A (Figura 9) em rotações de 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm. Em seguida, as propriedades reológicas foram determinadas de acordo com a norma API RP 13B-1, conforme a Tabela 3.

Figura 9 - Viscosímetro Fann 35A



Tabela 3 – Propriedades reológicas.

Propriedades	Equação	Unidade
Viscosidade aparente	L600/2	cP
Viscosidade plastica (VP)	L600 – L300	cP
Gel inicial (G <sub>0</sub> )	L3 após 10 segundos	lbf/100ft <sup>2</sup>
Gel inicial (G <sub>f</sub> )	L3 após 10 minutos	lbf/100ft <sup>2</sup>

Já a reologia dos filtrados obtidos foram realizadas no reômetro Brookfield DVIII Ultra (Figura 10), utilizando o spindle CPE52. O reômetro foi acoplado a um banho termostático e a um computador, controlados pelo software Rheocalc 32, sendo possível mensurar a viscosidade, tensão de cisalhamento e taxa de deformação dos filtrados nas temperaturas de 30 °C e 55 °C.

Figura 10 - Reômetro Brookfield DVIII Ultra com banho termostático.

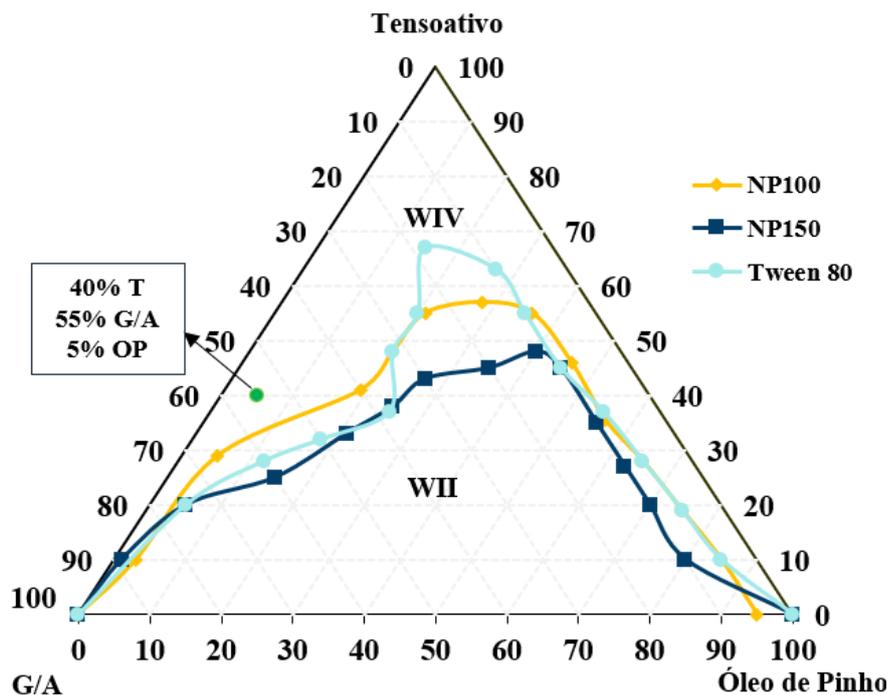


## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 DIAGRAMAS TERNÁRIOS

A Figura 11 apresenta os diagramas ternários obtidos. Acima das curvas tem-se a região de microemulsão, de onde foi escolhido o ponto que está indicado para formulação da microemulsão que serviu como base para os fluidos de perfuração. Este ponto é composto por 40 % de tensoativo, 55 % de solução de glicerina e 5 % de óleo de pinho e foi selecionado visando reduzir o custo do fluido de perfuração, ao reduzir as proporções de óleo e tensoativo e aumentar a proporção da fase aquosa.

Figura 11 - Diagrama referente aos sistemas NP100, NP150 e Tween 80.



A diferença observada nas regiões de microemulsão (Winsor IV) dos tensoativos da linha Ultralex NP pode ser explicada através do balanço hidrofílico-lipofílico (BHL) que, segundo Conde (2003), é um número que expressa a relação entre o grupo hidrofílico (afinidade com água ou polar) e o grupo lipofílico (afinidade com outros solutos ou apolar). Estes valores de BHL são expressos em uma escala de 0 a 20, onde os baixos valores indicam maior solubilidade em fase orgânica e altos valores indicam maior solubilidade em fase aquosa.

Os tensoativos da linha Ultralex NP resultam da reação de nonilfenol com óxido de eteno, sendo a parte hidrofóbica proveniente do nonilfenol e a parte hidrofílica proveniente da cadeia de óxido de eteno. Desta forma, quanto maior o número de óxido de eteno na molécula maior será sua solubilidade em fase aquosa. Sendo assim, como esperado, o NP150 (BHL 15,0) apresentou maior solubilidade na fase aquosa do que o NP100 (BHL 13,3), favorecendo a formação de microemulsões óleo em água (O/A) e apresentando maior região de microemulsão.

O Tween 80, por sua vez, também é um tensoativo não iônico e tem os poliéteres como principal grupo hidrofílico, desta forma, apresenta elevada solubilidade em fase aquosa, implicando em um BHL igual a 15,0.

Os fluidos formulados neste trabalho, conforme a metodologia descrita no tópico 3.2, estão expostos na Figura 12 e apresentaram caráter homogêneo.

Figura 12 - Fluidos de perfuração formulados.



#### 4.2 ANÁLISE TERMOGRAVIMÉTRICA E DRX

Como se pode observar na Figura 13, apesar dos fluidos não possuírem os mesmos componentes, os perfis de degradação obtidos foram semelhantes, isto ocorre porque as microemulsões utilizadas como base para os fluidos são diferenciadas apenas pelo tensoativo, e estes, conforme a Figura 14, apresentaram o mesmo comportamento quando expostos à altas temperaturas.

Figura 13 - Análise termogravimétrica dos fluidos.

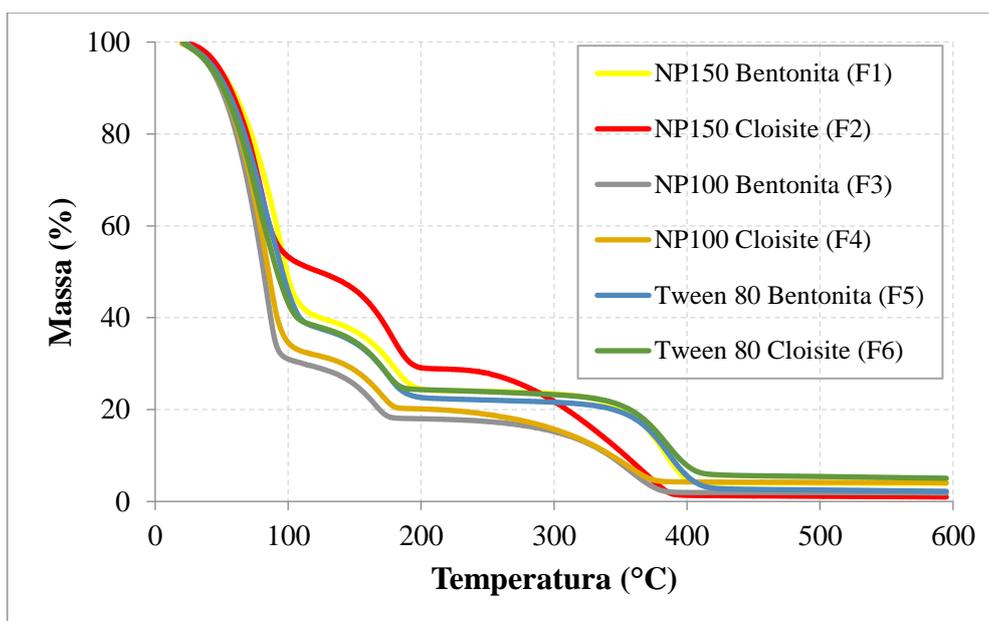
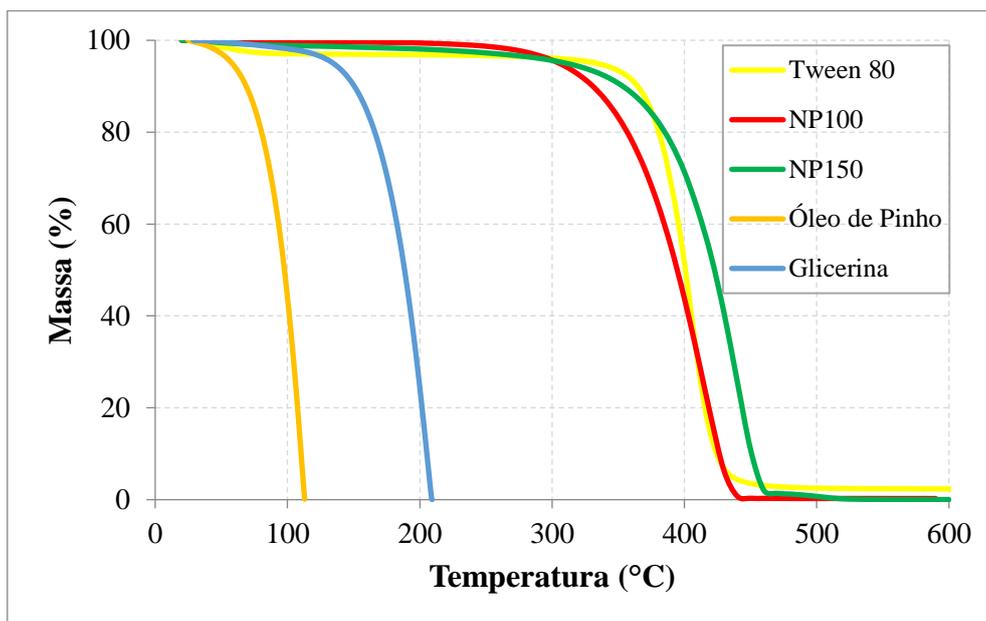


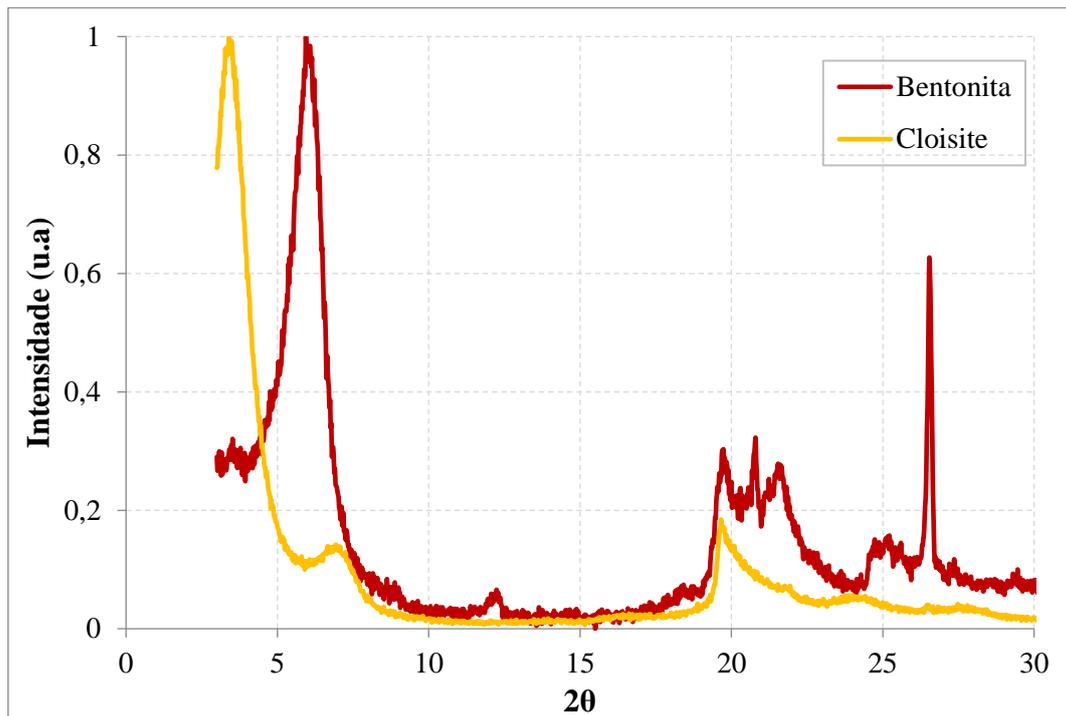
Figura 14 - Análise termogravimétrica dos componentes puros.



As curvas termogravimétricas apresentadas na Figura 14 apresentaram apenas um evento de perda de massa, comprovando a pureza desses componentes. Enquanto as curvas dos fluidos (Figura 13) apresentaram três eventos de perda de massa que correspondem às faixas de temperatura de decomposição dos componentes puros. O primeiro evento corresponde à faixa de 25 – 100 °C, com uma perda de massa entre 50 e 70 % variando com o tipo de argila e tensoativo utilizado; o segundo evento ocorre na faixa de 100 – 200 °C e acarreta uma perda de 10 a 20 % da massa e o último evento corresponde à faixa de 200 – 400 °C, ocasionando uma perda de 20 a 27 % da massa. O fluido de perfuração apresentou um percentual de resíduos de aproximadamente 8 %, referente aos aditivos sólidos que não se degradaram até 400 °C.

Na Figura 13, onde são apresentadas as curvas de TG dos fluidos, percebe-se que a elevada perda de massa dos fluidos obtida até 100 °C é dada devido a grande quantidade de água utilizada na formulação do fluido e do óleo de pinho que se decompõem quase que completamente nesse intervalo de faixa. No segundo intervalo verifica-se a decomposição da glicerina e apenas a partir de 400 °C os tensoativos (componentes mais estáveis termicamente) começam a apresentar uma perda de massa significativa.

Figura 15 - Difratoograma de raios X para as amostras de argila Bentonita e Cloisite.

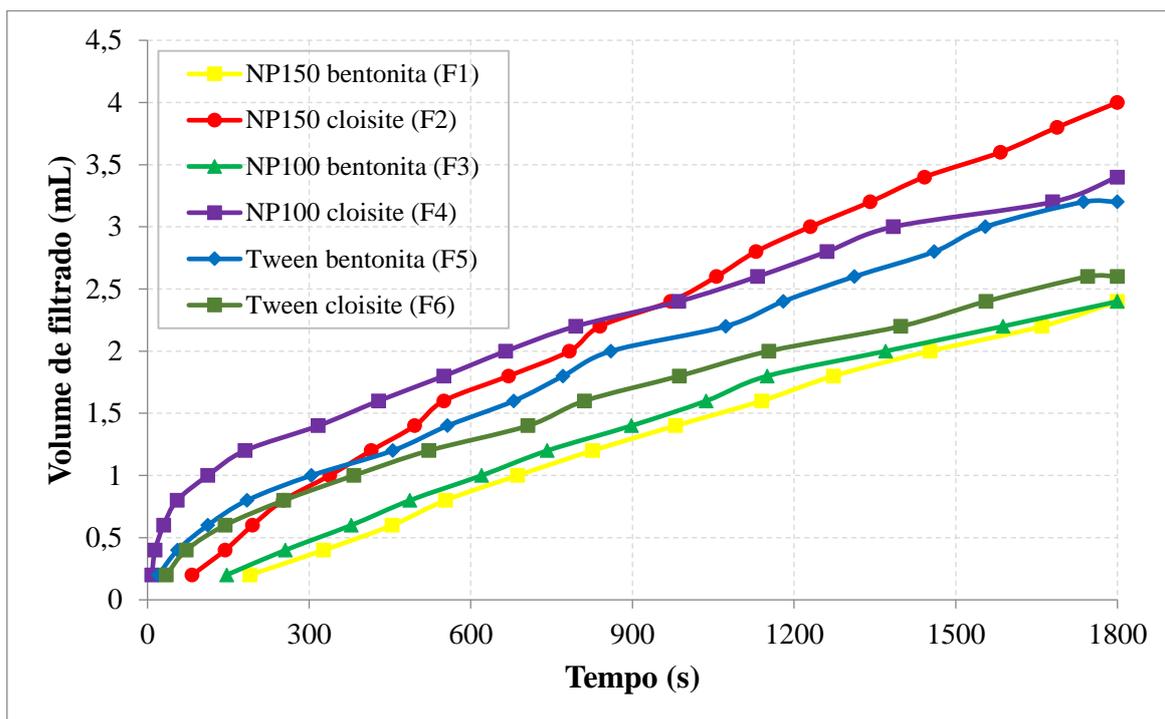


A partir dos difratogramas das argilas cloisite e bentonita apresentados na Figura 15, observa-se o surgimento do primeiro pico em  $2\theta \sim 3,5$  e  $6^\circ$  respectivamente, correspondendo a presença do argilomineral esmectítico, também evidenciado nos picos em  $2\theta \sim 20^\circ$  para ambas as argilas. Já para a argila bentonita, o pico em  $2\theta \sim 27^\circ$  indica a presença de quartzo. De maneira geral, constata-se que as argilas são predominantemente compostas por argilominerais do grupo esmectita, conferindo-as um elevado potencial de hidratação. Difratoogramas semelhantes foram obtidos por Ferreira *et al.* (2010), mostrando que as amostras apresentaram o comportamento esperado.

#### 4.3 VOLUME DE FILTRADO

Analisando a Figura 16, percebe-se que os resultados de volume de filtrado obtidos a  $26^\circ\text{C}$  variaram entre 2,4 e 4,0 mL, ficando bem abaixo do valor limite estabelecido pela norma N-2604 da Petrobras, que é de 18 mL. Esta baixa invasão de filtrado ocorre porque as partículas da microemulsão são bem menores que as partículas dos aditivos utilizados, favorecendo a formação de uma fina camada de reboco (Figura 8) que irá bloquear os poros das rochas, dificultando o fluxo do filtrado, e não alterando significativamente o diâmetro do poço, reduzindo, assim, o risco de prisão diferencial, fenômeno no qual a coluna de perfuração fica presa dentro do poço.

Figura 16 - Volume de filtrado dos fluidos à temperatura de 26 °C.



Na Tabela 4 observa-se que a baixa permeabilidade dos fluidos está relacionada aos baixos valores de volume de filtrado e espessura do reboco, uma vez que baixos valores de permeabilidade significam que menor será a quantidade de fluido que atravessará o meio filtrante, ou seja, menor a invasão do filtrado. Também é possível perceber que os fluidos formulados com a argila bentonita apresentaram menor volume de filtrado, justificando a maior espessura formada para os rebocos destes fluidos, correspondendo, desta forma, a uma maior barreira contra a passagem do filtrado.

Segundo Caenn *et al.* (2013), alterações na temperatura podem causar a degradação de componentes presentes na mistura, acarretando um comportamento diferente nas propriedades de filtração. Além disto, Lomba (2010) menciona que como muitos produtos são de natureza orgânica, no meio aquoso, ou seja, quando estão hidratados, começam a se decompor a temperaturas acima de 100 °C e essa taxa de degradação cresce com o aumento da temperatura devido as mudanças na interação entre polímero-polímero, polímero-lubrificante, lubrificante-argila e polímero-argila, e de como estão conformados no fluido. Desta forma, visando minimizar a degradação térmica dos componentes dos fluidos, foram avaliadas as propriedades de filtração nas temperaturas de 30 °C e 55 °C, observando, conforme a Tabela 4, que o aumento da temperatura reduziu significativamente a viscosidade do filtrado e, conseqüentemente, a

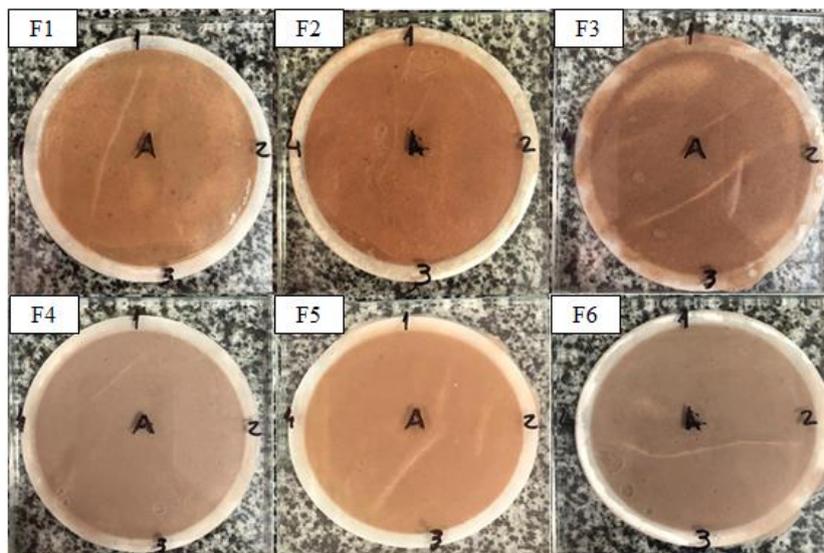
permeabilidade do reboco, garantindo uma baixa invasão de filtrado e a formação de um reboco fino.

Tabela 4 - Dados de espessura do reboco e permeabilidade.

<b>Fluido</b>	<b>Viscosidade Plástica (cP) 30 °C</b>	<b>Viscosidade Plástica (cP) 55 °C</b>	<b>Volume de Filtrado (mL)</b>	<b>Espessura do reboco (mm)</b>	<b>K (mD) 30 °C</b>	<b>K (mD) 55 °C</b>
<b>F1</b>	63,30	50,80	2,40	0,61	0,0083	0,0066
<b>F2</b>	38,31	17,11	4,00	0,42	0,0058	0,0026
<b>F3</b>	60,80	13,20	2,40	0,74	0,0097	0,0021
<b>F4</b>	52,60	11,00	3,40	0,80	0,0127	0,0027
<b>F5</b>	78,18	12,92	3,20	0,78	0,0173	0,0029
<b>F6</b>	30,56	22,76	2,60	0,66	0,0047	0,0035

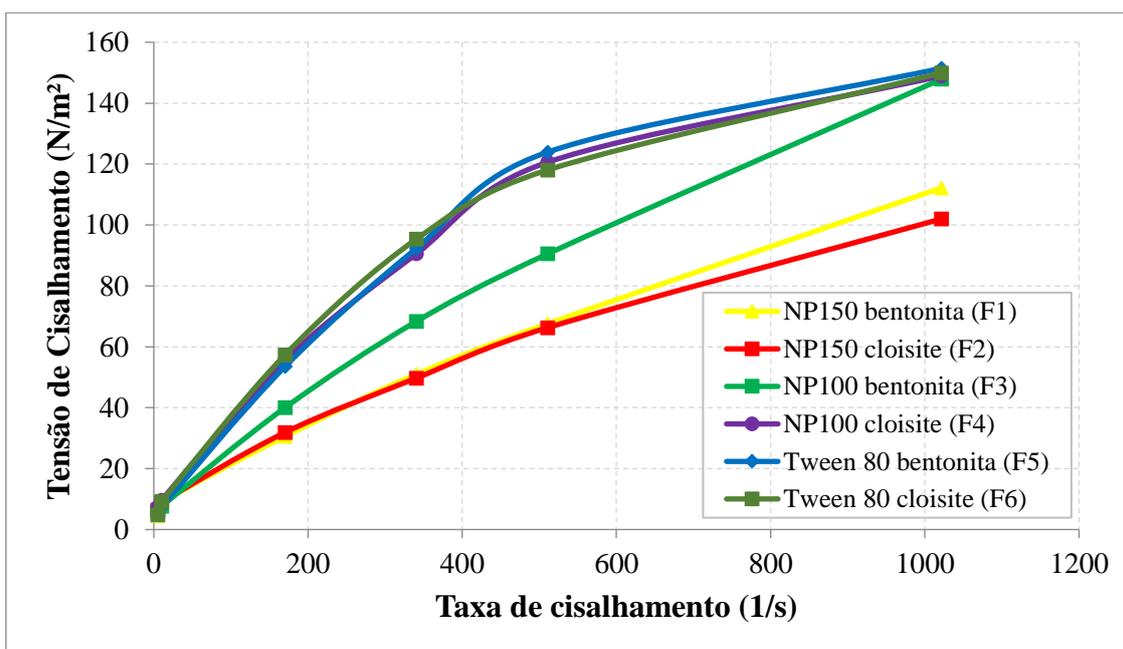
A Figura 17 apresenta as finas camadas de reboco obtidas para os fluidos formulados. Pode-se dizer que este comportamento é devido à cadeia da goma xantana, que junto as demais partículas que constituem o reboco, como a baritina e a argila, forma um fino filme com baixa permeabilidade, agindo como uma barreira à passagem do filtrado. Além disso, a elevada viscosidade dos fluidos contribuiu para que estes apresentassem dificuldade em atravessar o meio filtrante, ficando retido no mesmo.

Figura 17 – Rebocos formados pelos fluidos de perfuração.



#### 4.4 ANÁLISE REOLÓGICA

Figura 18 - Curvas de fluxo dos fluidos formulados.



A partir das leituras obtidas com o viscosímetro, foi possível plotar as curvas de fluxo dos fluidos estudados (Figura 18), através da qual foi possível observar o comportamento de fluidos não newtonianos pseudoplásticos com limite de escoamento inicial, sendo melhor ajustado pelo modelo de Herschel-Bulkley, também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento, ou fluido de potência modificado. Esse modelo envolve três parâmetros reológicos, sendo eles: limite de escoamento inicial ( $\tau_0$ ), que permite estimar a força mínima requerida para iniciar o fluxo; parâmetro de

consistência ( $k$ ), que indica o grau de resistência do fluido ao escoamento, expresso em  $\text{Pa}\cdot\text{s}^n$ ; e o índice de comportamento ( $n$ ), que indica o afastamento do fluido do comportamento newtoniano, sendo uma grandeza adimensional. Segundo Machado (2002), este modelo é ideal para fluidos que contenham argila e polímeros.

Na Tabela 5 estão apresentados os parâmetros do modelo de Herschel-Bulkley para os fluidos formulados. O limite de escoamento inicial,  $\tau_0$ , foi obtido por extrapolação através do gráfico de tensão de cisalhamento *versus* taxa de deformação em coordenadas cartesianas, determinando, em seguida, os valores dos parâmetros  $k$  e  $n$  através do gráfico de  $(\tau - \tau_0)$  *versus* taxa de deformação, em coordenadas logarítmicas. Conforme os resultados obtidos, os fluidos foram classificados como pseudoplásticos, pois  $0 < n < 1$ . Entre as possíveis causas para este comportamento pode-se citar as características físicas das partículas e as interações entre elas. Já os índices de consistência ( $k$ ) dos fluidos formulados com a argila bentonita foram menores, indicando menor resistência ao escoamento e, portanto, menor a força requerida para iniciar o escoamento ( $\tau_0$ ). Isto também pode ser verificado nos valores de força gel inicial (Tabela 6), uma vez que os valores obtidos para este parâmetro foram menores para os fluidos com a argila bentonita. Já os valores de força gel final dos fluidos foram aproximadamente iguais.

Tabela 5 - Parâmetros do modelo de Herschel-Bulkley.

<b>Fluido</b>	<b><math>\tau_0</math> (lbf/100ft<sup>2</sup>)</b>	<b>n</b>	<b>K (Pa.s<sup>n</sup>)</b>
<b>F1</b>	3.8	0.83	0.37
<b>F2</b>	4.1	0.69	0.84
<b>F3</b>	4.5	0.87	0.37
<b>F4</b>	4.8	0.79	0.77
<b>F5</b>	3.0	0.83	0.61
<b>F6</b>	3.2	0.83	0.62

De acordo com Moriyama (2010), as propriedades reológicas de um fluido de perfuração são modificadas mediante exposição a altas temperaturas, de forma que suas propriedades, medidas na superfície, não serão iguais às aquelas que o fluido exibe no fundo do poço. Entretanto, Melo *et al.* (2013) verificou que para fluidos com goma xantana em sua composição a viscosidade será praticamente constante até 65 °C, o que possibilita a

utilização dos fluidos formulados neste trabalho nos poços de petróleo que apresentem essas condições térmicas.

A Tabela 6 apresenta os requisitos estabelecidos pela Petrobras para as propriedades reológicas e o volume de filtrado dos fluidos de perfuração base água conforme a norma N-2604 e os valores obtidos para os fluidos formulados.

Tabela 6 - Valores obtidos no ensaio reológico e volumes de filtrado.

<b>Propriedade</b>	<b>Norma</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>
<b>VA (cP)</b>	>15	110	100	145.0	146	148.5	147
<b>VP (cP)</b>	>4	87.5	70	112.5	55.5	54	62.5
<b>G<sub>0</sub> (lb/100 ft<sup>2</sup>)</b>	>7	9	10	12	13	12	14
<b>G<sub>f</sub> (lb/100 ft<sup>2</sup>)</b>	10-15	14	13	15	15	15	15
<b>Volume de Filtrado (mL)</b>	18	2.4	4.0	2.4	3.4	3.2	2.6

Os resultados obtidos para os fluidos formulados apresentaram conformidade com a Norma N-2604 da Petrobras, cujos valores estão descritos na Tabela 6. É importante ressaltar a importância da avaliação desses parâmetros para a perfuração de poços de petróleo, pois elevados valores de força gel exigiriam grande esforço no sistema de bombas do fluido, enquanto valores baixos não seriam capazes de manter os cascalhos em suspensão, resultando na sua decantação, sendo assim, é extremamente necessário o controle da viscosidade dos fluidos.

Desta forma, constata-se que as quantidades dos aditivos utilizados foram suficientes para atingir os parâmetros necessários, não sendo necessário algum tipo de alteração neste aspecto. Também é possível observar que os valores dos parâmetros dos fluidos são aproximadamente iguais, mostrando que os tensoativos e argilas utilizadas, apesar de serem diferentes, possuem características semelhantes, gerando fluidos com o mesmo comportamento (Figura 12).

## 5. CONCLUSÃO

Os fluidos apresentaram comportamento pseudoplástico, seguindo o modelo de Herschel-Bulkley, sendo os fluidos formulados com bentonita os que obtiveram menor resistência ao escoamento ( $K$ ) e menor limite de escoamento inicial ( $\tau_0$ ).

As argilas utilizadas nos fluidos são predominantemente compostas por argilominerais do grupo esmectita e apresentaram difratogramas semelhantes aos da literatura.

Os fluidos microemulsionados formulados suportaram temperaturas acima de 300 °C, porém a presença de água e óleo de pinho reduziu a estabilidade térmica dos fluidos, aumentando a perda de massa e tornando sua utilização inviável para aplicação em poços de alta temperatura. Na faixa de temperatura de 50 – 70 °C, que corresponde à faixa de temperatura média dos poços de petróleo, houve pouca perda de massa, aproximadamente 10 %, sendo este um resultado satisfatório para os fluidos desenvolvidos.

Os fluidos formaram rebocos finos e de baixa permeabilidade, sendo os fluidos formulados com a argila bentonita os que apresentaram menor invasão de filtrado. O aumento da temperatura reduziu a viscosidade do filtrado e, conseqüentemente, a permeabilidade do reboco, garantindo uma baixa invasão de filtrado e a formação de um reboco fino. Entretanto, todos os valores de volume de filtrado e os parâmetros reológicos dos fluidos formulados estão de acordo com os dados da norma Petrobras N-2604, sendo assim, os fluidos apresentam-se como alternativa sustentável ao fazer uso de óleo vegetal e tensoativos biodegradáveis, não agredindo o meio ambiente. Além de apresentar baixo custo por utilizar menor quantidade de fase orgânica e de tensoativo.

**REFERÊNCIAS**

ALMEIDA, R. D. F.; SILVA, W. G. A. L.; Avaliação de fluido de perfuração de base aquosa contendo poliglicóis modificados. 2010. 62 f. Trabalho Final de Curso- Curso de Engenharia do Petróleo. UFRJ, Rio de Janeiro-RJ, 2010

ALMOCO PRODUCTION COMPANY. **Drilling Fluids Manual**. 1994.

AMORIM, L. V.; FARIAS, K. V.; VIANA, J. D.; BARBOSA, M. I. R.; PEREIRA, E.; FRANÇA, K. B.; LIRA, H. L. & FERREIRA, H. C. - Cerâmica, 51, p.128 (2005).

AMORIM, L. V. **Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo**. Campina Grande, 290 p. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos), Universidade Federal de Campina Grande, 2003.

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

ASSIS, Denilson de Jesus et al. A Study of the Effects of Aeration and Agitation on the Properties and Production of Xanthan Gum from Crude Glycerin Derived from Biodiesel Using the Response Surface Methodology. Applied Biochemistry And Biotechnology, [S.L.], v. 172, n. 5, p. 2769-2785, 17 jan. 2014. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s12010-014-0723-7>.

BAKER HUGHES. **Drilling Fluids reference manual**. 2006.

Bhardwaj, A.; Hartland, S. Applications of Surfactants in Petroleum Industry, Journal of Dispersion Science and Technology, v. 14:1, p. 87-116, 1993. DOI: 10.1080/01932699308943389.

BENNA, M.; KBIR-ARIGUIB, N.; CLINARD, C.; BERGAYA, F. Static filtration of purified sodium bentonite clay suspensions: Effect of clay content. Applied Clay Science, v.19, p. 103–120. 2001. [https://doi.org/10.1016/S0169-1317\(01\)00050-3](https://doi.org/10.1016/S0169-1317(01)00050-3)

BIRD, R. B.; STEWART, W. E.; LIGHTFOOT, E. N. Fenômenos de transporte. 2.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2004.

BOURGOYNE JR, A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG JR, F. S. Applied drilling engineering. Richardson: Society of Petroleum Engineers; 1991.

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

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H; GRAY, G. Fluidos de perfuração e completação: composição e propriedades 1ª ed., Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

CAENN, R.; CHILINGAR, G. V. Drilling Fluids: State of the Art. Journal of petroleum science and engineering. Elsevier, v. 14, p. 221 – 230, 1996.

CAPEK, I. Preparation of metal nanoparticles in water-in-oil (w/o) microemulsions. **Advances in Colloid and Interface Science**, v. 110, n. 1 – 2, p. 49 – 74, 2004.

CIVAN, F. Reservoir formation damage. Second Edition, Gulf professional publishing. U.S.A., 2007. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7738-7.X5000-3>

CONDE, A. L. Tensoativos e suas aplicações em couros. Artigo Técnico, Oxiteno, 2003.

CUNHA FILHO, F. J. V. da. Estudo Reológico de um fluido de perfuração à base nparafina, utilizando argila modificada com tensoativo. Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2015.

Curbelo, F. D. S.; Garnica, A. I. C.; Rodríguez-Díaz, J.; Araújo, E. A.; Paiva, E. M.; Silva, R. R.; Freitas, J. C. O. Microemulsified Systems and Their Environmental Advantages for the Oil Industry. In: Advances in the Domain of Environmental Biotechnology, 1ª. Ed. Springer, 2021. DOI: 10.1007/978-981-15-8999-7\_3.

DALTIN, D. **Tensoativos: Química, propriedades e aplicações**. 1ª. ed. Blucher, 2011.

DAMASCENO, B. P. G. L., SILVA., J. A., OLIVEIRA, E. E., SILVEIRA, W. L. L., ARAÚJO, J. B., OLIVEIRA, A. G., EGITO, E. S. T. Microemulsão: um promissor carreador para moléculas insolúveis. Journal of Basic and Applied Pharmaceutical Sciences, 2010.

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

FARIAS, K. V. Influência de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande, 2005.

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. *Revista Cerâmica*, vol. 52, p.307-314, 2006. <https://doi.org/10.1590/S0366-69132006000400015>

FERREIRA, H.S.; NEVES, G A.; FERREIRA, H.C. Uso de bentonitas organofílicas em fluidos de perfuração base óleo. II Simpósio de Minerais Industriais do Nordeste. Anais do II Simpósio de Minerais Industriais do Nordeste. Campina Grande (PB): CETEM/UFPE, 2010.

FOUST, A. S., WENZEL, L. A., CLUMP, C. W., MAUS, L., ANDERSEN, L. B. *Princípios das Operações Unitárias*. Editora Guanabara Dois. 2ª Edição. 1982.

Growcock, F. B.; Harvey, T. Capítulo 2 – Drilling Fluids, Editor(s): ASME, *Drilling Fluids Processing Handbook*, Gulf Professional Publishing, p.15-68, ISBN 9780750677752, 2005.

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/SP, 2007.

GUO, B.; LIU, G. *Mud Hydraulics Fundamentals*. Em: *Applied Drilling Circulation Systems* (pp. 19- 59). Guo, B.; Liu, G. (Eds.). 1a. ed. Boston: Gulf Professional Publishing. 2011.

HAMIDA, T.; KURU, E.; PICKARD, M. Filtration loss characteristics of aqueous waxy hull-less barley (WHB) solutions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. v. 72, p. 33-41. 2010. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.02.006>

Karsa, D.; Houston, J. What are Surfactants?. Em: *Chemistry and Technology of Surfactants*, Farn, R. J. (ed), (pp.1 – 23), 1a . ed. Blackwell Publishing. 2007. DOI: 10.1002/9780470988596.ch1.

Klaus, A. Solubility of triglycerides in water using an extended surfactant. Regensburg, AL. 205 p. Tese (Doutorado em Ciências Naturais) – Natural Science Faculty IV. University of Regensburg, 2011.

Kronberg, B.; Holmberg, K.; Lindman, B. Surface active polymers. Em: Surface chemistry of surfactants and polymers. 1a . ed. John Wiley & Sons, 2014. DOI: 10.1002/9781118695968.ch10.

KUME, Gustavo; GALLOTTI, Manlio; NUNES, George. Review on Anionic/Cationic Surfactant Mixtures. Journal Of Surfactants And Detergents, [S.L.], v. 11, n. 1, p. 1-11, 11 dez. 2007. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1007/s11743-007-1047-1>.

LOMBA, R. Fundamentos de filtração e controle de filtrado de fluidos de perfuração. Apostila. 2010.

LUMMUS, J. L.; AZAR, J. J. Drilling Fluids Optimization A Practical Field Approach. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1986, 283p.

LUZ, R. C. S.; FAGUNDES, F. P.; BALABAN, Rosangela de C.. Water-based drilling fluids: the contribution of xanthan gum and carboxymethylcellulose on filtration control. Chemical Papers, [S.L.], v. 71, n. 12, p. 2365-2373, 24 jun. 2017. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s11696-017-0231-7>.

MACHADO, J. C. Fundamentos e Classificação de Fluidos Viscosos. Reologia e Escoamento de Fluidos – Ênfase na indústria do petróleo. Interciência, 2002.

MAHTO, V., SHARMA, V.P., Rheological study of a water based oil well drilling fluid, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004.

MARTINS, A. L., WALDMANN, A. T. A., RIBEIRO, D. C, MASSARANI, G. – The Conceptual Design of a Non-Invasive Solids Free Drill-in Fluid, SPE Paper 94287, EUROPEC/EAGE, Spain – 2005.

Melbouci, M.; Sau, A. C. Water-based drilling fluids. US Patent 7 384 892, assigned to Hercules Incorporated (Wilmington, DE), 2008.

MELO, K. C. Avaliação e modelagem reológica de fluido de perfuração base água. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2008.

MELO, K. C.; DANTAS, T. N. C.; BARROS NETO, E. L. Influência da temperatura na reologia de fluidos de perfuração preparados com carboximetilcelulose, goma xantana e bentonita. HOLOS, v. 5, p. 3-18, out. 2013. <https://doi.org/10.15628/holos.2013.1631>

MITTAL, K. L. *Solution Chemistry of Surfactants*, v. 1, 1<sup>a</sup> Ed., New York, Plenum Press, 1979.

MYERS, D., *Surfactant Science and Technology*. Wiley, 3ed. 2005.

MORAIS, D.R.P.; ARAÚJO, J.P.; FAGUNDES, F.P.; FAGUNDES, K.R.S. Influência da degradação térmica dos polissacarídeos nas propriedades reológicas e de filtração de fluidos de perfuração aquosos. *RunPetro - Revista Eletrônica do Mestrado em Petróleo e Gás*, Ano 4, n.2, p. 9-14, Natal: Edunp, 2016.

MOREIRA, B. A. Estudo da sedimentação em suspensões de fluidos com características reológicas pseudoplásticas. 2014. 97 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2014.

MORIYAMA, A. L. L. Avaliação do Envelhecimento Dinâmico nas Propriedades de Fluidos de Perfuração Base Água. Monografia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos. Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN -. 2010.

OLIVEIRA, A. G.; SCARPA, M. V.; CORREA, M. A.; CERA, L. F. R.; FORMARIZ, T. P. Microemulsões: estrutura e aplicações como sistema de liberação de fármacos. *Quim. Nova*, v. 27(1), p. 131-138, 2004. DOI: 10.1590/S0100-40422004000100023.

OLIVEIRA, F. F. de. Caracterização físico-química de amostras de óleo de pinho e estudo da ação de sistemas tensoativos na atividade antimicrobiana de ativos fenólicos. 2008. 173 f. Tese (Doutorado) - Curso de Química, Programa de Pós-graduação em Química, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

PETROBRAS, Viscosificante para Fluidos Base Água na Exploração e Produção de Petróleo, N2604, 1998.

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

RIBEIRO, M. P. Aplicação de termogravimetria acoplada à espectrometria de massas para caracterização de petróleo e determinação da curva de evolução de gás sulfídrico. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-

Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.

ROSSI, C. G. F. T.; DANTAS, T. N. 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, 2007.

Schramm, L. L.; Marangoni, D. G. Surfactants and their solution: basic principles. Em: Surfactants: fundamentals and applications in the petroleum industry. Schramm, L. L. (ed), 1a . ed. Cambridge University Press, 2000.

SEIXAS, J. E. Aditivção de fluidos de perfuração. Monografia de graduação em engenharia de petróleo. Universidade Federal Fluminense. Niterói, 2010.

SERRA, A. C. S.; SANTOS NETO, E. V. . The influence of drilling mud additives on the geochemical properties of oils. In: 8th Latin American Congress on Organic Geochemistry, 2002, Cartagena. Book of Resumes, 2002. p. 47-48.

SHIROMA, P. H. **Estudo do comportamento reológico de suspensão aquosa de bentonita e CMC: influência da concentração do NaCl.** São Paulo, SP, 130 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2012.

SILVA, C. T. Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais. Monografia (Graduação em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN, Brasil, 2003.

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.

SIMPSON, J. P. Drilling fluid filtration under stimulated downhole conditions. SPE 4779, 1974. <https://doi.org/10.2118/4779-MS>

SOTTMANN, T.; STUBENRAUCH, C. Phase Behaviour, Interfacial Tension and Microstructure of Microemulsions. Em: Microemulsions: Background, New Concepts,

Applications, Perspectives. Stubenrauch, C. (ed), p.1-47. 1 a.ed. Wiley, 2009. DOI: 10.1002/9781444305524.ch1.

TERAMOTO, E. H.; OLIVEIRA, E.; KIANG, C. H.; WALDMANN, A. T. A.; VAQUEIRO, R. L. C.; SANTOS, H. Simulação numérica multifásica de fluido de perfuração e de transporte benzeno em poço de petróleo na Bahia, Brasil. *Águas Subterrâneas*, vol. 28, n. 1, p. 47-61, 2014. <https://doi.org/10.14295/ras.v28i1.27431>

THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de petróleo, 2ª edição, Editora Interciência, 2004.

THORMANN, P. T.. Processo de obtenção de hidroxipropilamido (hpa) para utilização em tratamento de poços de perfuração. Procurador: Vilson Machado Cardoso. PI 0502652- 0 A2. Depósito: 30 jun. 2005. Concessão: 21 fev. 2007.

VAN ZANTEN, R.; LAWRENCE, B.; HENZLER, S. J.. Using Surfactant Nanotechnology To Engineer Displacement Packages for Cementing Operations. *Iadc/spe Drilling Conference And Exhibition*, [s.l.], 2010. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/127885-ms>.

VENDRUSCOLO, C et al. Xanthan and galactomannan (from *M. scabrella*) matrix tablets for oral controlled delivery of theophylline. *International Journal Of Pharmaceutics*, [S.L.], v. 296, n. 1-2, p. 1-11, 30 maio 2005. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijpharm.2005.02.007>.

WINSOR, P. A. **Binary and multicomponent solutions of amphiphilic compounds.** *Chemical Review*, v. 68, n. 1, 1968.