



**Universidade Federal de Campina Grande  
Pró-Reitoria de Pós-Graduação  
Centro de Tecnologia e Recursos Naturais  
Programa de Pós-Graduação em Exploração  
Petrolífera e Mineral**



**Ana Paula de Oliveira Sousa**

**INTERAÇÃO ENTRE MINERAIS EXPANSÍVEIS E FLUIDOS GLICERINADOS  
COMO CAUSA DA ACREÇÃO**

**Campina Grande, PB  
2022**

Ana Paula de Oliveira Sousa

**INTERAÇÃO ENTRE MINERAIS EXPANSÍVEIS E FLUIDOS GLICERINADOS  
COMO CAUSA DA ACREÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral – PPGEPM-UFCG como pré-requisito para obtenção do Título de Mestre em Exploração Petrolífera e Mineral.

Orientador(a): Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Luciana Viana Amorim

Campina Grande, PB

2022

S725i Sousa, Ana Paula de Oliveira.  
Interação entre minerais expansíveis e fluidos glicerinados como causa da acreção / Ana Paula de Oliveira Sousa. – Campina Grande, 2022.  
68 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Exploração Petrolífera e Mineral) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2022.  
"Orientação: Prof.ª Dr.ª Luciana Viana Amorim".  
Referências.

1. Estabilidade de Poços. 2. Fluidos de Perfuração. 3. Glicerina. 4. Formações Reativas. 5. Argilominerais. 6. Inibidores. 7. Pellets.  
I. Amorim, Luciana Viana. II. Título.

CDU 622.25(043)



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE**  
POS-GRADUACAO EXP. PETROLIFERA E MINERACAO  
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

## FOLHA DE ASSINATURA PARA TESES E DISSERTAÇÕES

**Ana Paula de Oliveira Sousa**

### **INTERAÇÃO ENTRE MINERAIS EXPANSÍVEIS E FLUIDOS GLICERINADOS COMO CAUSA DA ACREÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em exploração petrolífera e mineral - PPGEPM-UFPG como pré-requisito para obtenção do título de Mestre em exploração petrolífera e mineral.

Aprovada em: 20/04/2022

Profa. Dra. Luciana Viana Amorim - Orientadora - UFCG

Prof. Dr. Francisco César Costa Nogueira - Examinador Interno - UFCG

Prof. Dr. Guilherme dos Santos Teles - Examinador Externo - UFCG



Documento assinado eletronicamente por **LUCIANA VIANA AMORIM, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 22/04/2022, às 09:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME DOS SANTOS TELES, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 23/04/2022, às 07:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **FRANCISCO CEZAR COSTA NOGUEIRA, PROFESSOR**, em 25/04/2022, às 08:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **2309337** e o código CRC **EC2EE74F**.

Àquele que nunca duvidou do meu potencial e da minha capacidade, que sempre foi e sempre será minha inspiração de vida. Pai, essa vitória é nossa.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente agradeço a Deus pela vida, pela força e determinação durante todo o mestrado, por ter me guiado e me mantido firme em todos os momentos.

Agradeço os meus pais, Juafran e Jaquiline, por todo amor, ensinamentos e paciência. Por me incentivarem e fornecerem apoio para continuar nessa jornada, sempre vibrando com as minhas conquistas, eles são o meu alicerce e alimentam todos os meus sonhos. Cada vitória da minha vida é e será sempre dedicada a eles.

Ao meu irmão, Paulo Victor, e toda a minha família, por estarem sempre presentes em minha vida.

Ao meu noivo, José Lucas, pelo incentivo, apoio e companheirismo, por acreditar na minha capacidade e por todo amor. Ele me mostrou que eu deveria seguir sem medo para quaisquer que fossem os obstáculos.

Particularmente agradeço ainda mais à minha mãe e meu irmão, que estiveram ao meu lado nos últimos meses enfrentando a maior dificuldade que a vida já nos apresentou. A nossa vida virou de cabeça para baixo, mas é pelo meu pai que nós continuamos em pé, lutando dia após dia, ele é o motivo da nossa força.

Agradeço também à professora Luciana Amorim, minha orientadora, por toda a dedicação, os ensinamentos e oportunidades, por me incentivar, acreditar e impulsionar, mostrando que todo o esforço iria dar certo, e por ter depositado em mim a confiança para que os objetivos propostos fossem alcançados. Pelo apoio, preocupação e compreensão nos momentos em que mais precisei.

Aos amigos que fiz durante toda essa jornada, que me proporcionaram momentos felizes. A todos os amigos e companheiros de trabalho no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração – PeFLab, pelos bons momentos vividos, pelo carinho e amizade construída, e pela ajuda dedicada durante a realização desse trabalho. Em especial a Mário César, Karine, Túlio, Laura e Ruth, por toda a ajuda durante o desenvolvimento das atividades experimentais. Gratidão a todos, por tudo!

Agradeço à Petrobras, na pessoa do Eng. Elessandre Alves de Souza, pelos materiais fornecidos para execução dos experimentos. Ao Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello – CENPES pelo apoio na realização dos ensaios de Difração de Raios X – DRX e pela disponibilização das barras de aço para a realização do Teste de Acreção. Ao Laboratório de Pesquisa em

Fluidos de Perfuração - PeFLab pela infraestrutura cedida para realização deste trabalho.

À UFCG, por toda estrutura acadêmica e pela oportunidade de fazer uma Pós-Graduação. Ao Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral e todos os professores do corpo docente. Aos funcionários da Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelos meses em que houve apoio financeiro para realização do presente trabalho.

Por fim, agradeço a todos que contribuíram direta ou indiretamente para a realização deste trabalho.

Muito obrigada!

*“Tudo tem o seu tempo determinado e há tempo para todo propósito debaixo do céu.”*

*(Eclesiastes 3:1)*

## RESUMO

Problemas relacionados à instabilidade de poços de petróleo como a aglomeração e acreção de cascalhos levam ao aumento do tempo não produtivo na operação de perfuração, e a seleção cuidadosa dos componentes do fluido de perfuração pode ajudar a reduzir o potencial deste fenômeno, pois as interações entre as formações e o fluido podem ser reguladas para aumentar e melhorar a estabilidade do poço. Deste modo, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise da interação entre minerais expansíveis presentes em formações reativas e fluidos de perfuração à base de glicerina, na concepção e extensão do fenômeno de acreção em poços de petróleo. Para tanto, foi avaliada a capacidade de acreção de *pellets* de bentonita, que possuem um alto teor de argilominerais expansíveis, com a utilização de fluidos de perfuração à base de glicerina com diferentes tipos de inibidores em sua composição. O estudo foi realizado em três etapas: na primeira, os *pellets* foram caracterizados por meio da difração de raios-x (DXR) e dos índices de Atterberg; na segunda, os fluidos de perfuração foram caracterizados por meio do estudo reológico; e na terceira etapa foi avaliada a interação entre os minerais expansíveis presentes nos *pellets* e os fluidos de perfuração estudados por meio dos testes de acreção. Os resultados obtidos revelaram que os *pellets* estudados são compostos predominantemente por argilominerais interestratificados illita-esmectita (I-S), e são classificados como altamente plásticos, características que evidenciam a natureza da amostra ser reativa com alto grau de expansão. Além disso, os percentuais de acreção foram significativos para todos os fluidos estudados. Portanto, concluiu-se que a utilização da glicerina nos fluidos de perfuração não proporcionou capacidade de estabilização dos minerais expansíveis presentes em formações reativas, mesmo com a utilização de diferentes tipos de inibidores de expansão, que não se mostraram satisfatórios na diminuição dos efeitos de expansibilidade da rocha.

**Palavras-chave:** Estabilidade de Poços. Fluidos de Perfuração. Glicerina. Formações reativas. Argilominerais. Inibidores. *Pellets*.

## ABSTRACT

Problems related to oil well instability such as agglomeration and accretion of cuttings lead to increased non-productive time in the drilling operation, and careful selection of drilling fluid components can help reduce the potential of this phenomenon as interactions between formations and fluid can be regulated to increase and improve well stability. Thus, this work aims to analyze the interaction between expandable minerals present in reactive formations and glycerin-based drilling fluids, considering the generation and extension of the accretion phenomenon in oil wells. For this, it was evaluated the accretion capacity of bentonite pellets which have a high content of expandable clay minerals, was evaluated using glycerin-based drilling fluids with different types of inhibitors in their composition. The study was splitted on three stages: the first one, considered that the pellets were characterized using x-ray diffraction (XRD) and Atterberg indices; the second one, considered that the drilling fluids were characterized by means of the rheological study; and the last one considered the interaction between the expandable minerals present in the pellets and the drilling fluids studied through the accretion tests was evaluated. The results obtained revealed that these pellets are predominantly composed of illite-smectite (I-S) interstratified clay minerals, and are classified as highly plastic. These characteristics show the nature of the sample being reactive with a high degree of expansion. In addition, the accretion percentages were significant for all fluids studied. Therefore, it was concluded that the use of glycerin in drilling fluids did not provide the ability to stabilize the expandable minerals present in reactive formations, even with the use of different types of expansion inhibitors, which did not show satisfactory in reducing the rock expandability effects.

**Keywords:** Well stability. Drilling fluids. Glycerin. Reactive formations. Clay minerals. Inhibitors. Pellets.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura da esmectita.....	20
Figura 2 – Estrutura e hidratação das montmorilonitas cálcica e sódica.....	20
Figura 3 – Bentonita em forma e grãos, ou pellets.....	21
Figura 4 – Funções básicas do fluido de perfuração.....	23
Figura 5 – Fórmula estrutural do glicerol.....	25
Figura 6 – Representação esquemática do mecanismo de inibição do inchamento da argila: (a) sem ação de inibidores, e (b) sob ação de inibidores.....	29
Figura 7 – Tipos de rupturas ao redor do poço.....	30
Figura 8 – Detritos da formação desintegrados.....	31
Figura 9 – Acreção nos componentes da coluna de perfuração.....	33
Figura 10 – Organograma das etapas que serão realizadas no estudo.....	36
Figura 11 – Misturador Silverson L5M-A com estator do tipo tela emulsora.....	37
Figura 12 – Difratorômetro de Raios X Rigaku – Miniflex 600.....	38
Figura 13 – a) Viscosímetro Fann 35A; b) Viscosímetro Brookfield LVDV2T.....	40
Figura 14 – Célula do teste de acreção.....	42
Figura 15 – Forno Roller Oven 105 ES – Fann.....	43
Figura 16 – Difratoograma da amostra total (Método Pó) dos pellets.....	44
Figura 17 – Resultados qualitativos e quantitativos da difração de raios x dos pellets.....	45
Figura 18 – Gráficos do teor de umidade versus número de golpes da amostra de pellets para cada meio líquido que compõem as bases dos fluidos de perfuração: a) Água; b) Glicerina; c) Água com glicerina.....	47
Figura 19 – Curvas de viscosidade para os fluidos de perfuração estudados: (a) F1; (b) F2; (c) F3; (d) F4; (e) F5; (f) F6; (g) F7.....	50
Figura 20 – Acreção dos pellets com utilização do fluido F1 (sem inibidor).....	53
Figura 21 – Acreção dos pellets com utilização do fluido F2 (com KCl).....	53
Figura 22 – Acreção dos pellets com utilização do fluido F3 (com BDF 994, com BDF 995 e com KCl) .....	54
Figura 23 – Acreção dos pellets com utilização do fluido F4 (com BDF 994 e com KCl).....	54
Figura 24 – Acreção dos pellets com utilização do fluido F5 (com BDF 994).....	54

Figura 25 – Acreção dos pellets com utilização do fluido F6 (com BDF 995 e com KCl).....	55
Figura 26 – Acreção dos pellets com utilização do fluido F7 (com BDF 995).....	55

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Composição do fluido de perfuração glicerinado.....	35
Tabela 2 – Identificação utilizada para os fluidos de perfuração estudados.....	36
Tabela 3 – Classificação de plasticidade de acordo com o limite de liquidez.....	47
Tabela 4 – Classificação das formações quanto ao grau de plasticidade.....	48
Tabela 5 – Índices de Atterberg dos pellets e suas classificações quanto ao grau de plasticidade.....	48
Tabela 6 – Índices de fluxo, de consistência e coeficiente de determinação dos fluidos de perfuração.....	51
Tabela 7 – Parâmetros reológicos dos fluidos de perfuração.....	52
Tabela 8 – Percentuais de acreção dos pellets.....	56

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
- API – *American Petroleum Institute*
- BHA – *Bottom Hole Assembly*
- °C – Graus Celsius
- Ca<sup>2+</sup> – Íon Cálcio
- CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
- C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>O<sub>3</sub> – 1, 2, 3 – Propanotriol
- CCT – Centro de Ciências e Tecnologia
- CENPES – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello
- CTRN – Centro de Tecnologia e Recursos Naturais
- DRX – Difração de Raios X
- F1 – Fluido de Glicerina sem inibidor
- F2 – Fluido de Glicerina com KCl
- F3 – Fluido de Glicerina com BDF 994, com BDF 995 e com KCl
- F4 – Fluido de Glicerina com BDF 994 e com KCl
- F5 – Fluido de Glicerina com BDF 994
- F6 – Fluido de Glicerina com BDF 995 e com KCl
- F7 – Fluido de Glicerina com BDF 995
- FG – Força Gel
- Gi – Força gel inicial
- Gf – Força gel final
- HPHT – *High Pressure, High Temperature*
- IP – Índice de Plasticidade
- ISO – *International Organization for Standardization*
- K<sup>+</sup> – Íon de Potássio
- KCl – Cloreto de Potássio
- LE – Limite de Escoamento
- LL – Limite de Liquidez
- LP – Limite de Plasticidade
- M1 – Conteúdo inicial de água da amostra de fragmento não exposta ao fluido

Mg<sup>2+</sup> – Íon de Magnésio

mL – Mililitros

mm – Milímetros

Na<sup>+</sup> – Íon de Sódio

NaCl – Cloreto de Sódio

NBR – Norma Técnica Brasileira

PB – Paraíba

PeFLab – Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração

rpm – Rotações por Minuto

UAEPetro – Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo

UFCG – Universidade Federal de Campina Grande

VA – Viscosidade Aparente

VP – Viscosidade Plástica

W<sub>2</sub> – Peso dos sólidos, em (g), após a secagem à 110°C

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>20</b>
2.1 Argila Bentonítica .....	20
2.1.1 <i>Pellets</i> de Bentonita .....	22
2.2 Fluidos de Perfuração .....	23
2.2.1 Glicerina.....	26
2.3 Estabilidade de Poços.....	27
2.3.1 Instabilidade de Poços na Perfuração de Formações Reativas.....	28
2.4 Problemas Operacionais Ocasionados na Perfuração de Formações Reativas .....	30
2.4.1 Aglomeração e Acreção de Cascalhos .....	32
2.5 Estado da Arte .....	34
<b>3. MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>36</b>
3.1 Materiais .....	36
3.1.1 <i>Pellets</i> de Bentonita .....	36
3.1.2 Fluidos de Perfuração.....	36
3.2 Métodos .....	37
3.2.1 Preparação das Amostras .....	37
3.2.2 Preparação dos Fluidos de Perfuração.....	38
3.2.3 Caracterização dos <i>Pellets</i> .....	38
3.2.3.1 Difração de Raios X (DRX).....	39
3.2.3.2 Índices de Atterberg.....	40
3.2.4 Caracterização dos Fluidos de Perfuração .....	41
3.2.4.1 Reologia .....	41
3.2.5 Interação entre Minerais Expansíveis e Fluidos de Perfuração .....	43
3.2.5.1 Teste de Acreção .....	43
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>45</b>
4.1 Caracterização dos <i>Pellets</i> .....	45
4.1.1 Difração de Raios X (DRX) .....	45
4.1.2 Índices de Atterberg.....	47
4.2 Caracterização dos Fluidos de Perfuração .....	50
4.2.1 Reologia.....	50

4.3 Interação entre Minerais Expansíveis e Fluidos de Perfuração .....	54
4.3.1 Teste de Acreção.....	54
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>60</b>
<b>6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>61</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>62</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Os problemas de instabilidade de poços relacionados à presença de formações geológicas de difícil perfuração é uma das principais dificuldades encontradas na operação de perfuração de poços de petróleo. O comportamento das formações durante a perfuração é definido por uma complexa combinação de processos mecânicos, químicos, térmicos e elétricos, e não pode ser compreendido se os mecanismos forem analisados separadamente (Frydman e Fontoura, 2001).

Segundo van Oort (2003), a causa da instabilidade dos poços está relacionada às complexas interações físicas e químicas das rochas com os fluidos de perfuração. No entanto, na maioria dos casos, está atribuída à presença de minerais expansíveis na formação perfurada, particularmente em relação ao seu inchamento, hidratação e dispersão (Anderson *et al.*, 2010). A maioria das formações perfuradas contém argilominerais que foram originalmente depositados durante a sedimentação ou precipitados diageneticamente, e estes podem se tornar expansíveis quando em contato com fluidos presentes nos poros rochosos (Eslinger e Peaver, 1988), classificando as formações como reativas, ou seja, formações que apresentam alterações significativas de volume devido à presença de umidade (Erzin e Erol, 2007).

Segundo Grim (1968), os minerais de argila que são comumente encontrados nas rochas sedimentares podem ser amplamente agrupados em esmectita, caulinita e illita, e cada um deles pode gerar diferentes problemas no poço, como: migração de finos, aumento da tortuosidade dos poros, levando à dispersão de detritos, inchamento da formação rochosa e redução da taxa de penetração.

A bentonita consiste em um mineral de ocorrência natural, com alto teor de argilominerais expansíveis, geralmente do grupo das esmectitas. As argilas esmectitas possuem seus cátions e suas superfícies interlamelares facilmente hidratáveis, dessa forma, são conhecidas pelo seu alto poder de inchamento e são comumente chamadas de argilas expansivas (Fuenkajorn e Daemen, 1996).

De acordo com Díaz-Pérez, Cortés-Monroy e Roegiers (2007), a instabilidade das formações envolve fenômenos químicos-mecânicos, cujas forças intermoleculares são fundamentais e atuam nas superfícies das argilas. Estas forças são resultantes da composição, do tipo, da quantidade e do teor de argila na rocha, bem como da presença do fluido de perfuração que pode transportar íons e/ou água para dentro ou para fora da formação (Leal *et al.*, 2019).

Em vista disso, quando comparados com fluidos base água, os fluidos base óleo apresentam como principais vantagens a redução do fluxo de água e íons para a formação e alto grau de inibição em relação às rochas ativas. Contudo, devido ao elevado potencial poluente dessa classificação de fluidos, o uso de fluidos de perfuração base água de alto desempenho está se tornando mais difundido, pois muitos operadores buscam soluções alternativas, ambientalmente aceitáveis, para operações de perfuração tecnicamente exigentes. Porém, a maioria dessas soluções enfrenta problemas técnicos ou escassez de estudos sobre as interações entre os fluidos de perfuração e as formações perfuradas (Malgaresi *et al.*, 2018).

Em seus estudos, Pormerlau (2009) relata várias vantagens dos fluidos de perfuração à base de glicerina em relação aos fluidos à base de água. No entanto, mesmo com a utilização desse tipo de fluido, ainda podem ocorrer problemas associados ao encrastoamento de brocas e tubos de perfuração, como a aglomeração e acreção de cascalhos, que têm o potencial de elevar o tempo não produtivo durante o processo de perfuração.

O fenômeno de aglomeração e acreção de cascalhos ainda é pouco compreendido devido à falta de dados de campo, práticas variáveis de perfuração e alterações na litologia da formação. Segundo Reid, Minton e Twynam (1992), teorias baseadas na plasticidade da argila foram propostas para explicar o fenômeno de acreção. Essas teorias se baseiam no conceito de uma penetração reduzida de água em fragmentos de rocha resultantes do corte efetuado pela broca, diminuindo a taxa de hidratação para que os fragmentos permaneçam em um estado plástico por um longo período de tempo, pois considera-se que o estado de plasticidade estendido da argila permita que os cascalhos sejam moldados nos componentes de fundo de poço (BHA - *Bottom Hole Assembly*) e incorporados próximos à parede do poço.

Diante do exposto, foi verificado que ainda existem lacunas sobre a instabilidade dos poços, embora alguns autores afirmem que o inchamento das formações é a principal causa do desequilíbrio. Outros estudiosos, por outro lado, acreditam que este problema está correlacionado ao uso de fluidos de perfuração conflitantes com o tipo de formação a ser perfurada.

Portanto, torna-se necessário o estudo dos mecanismos de acreção, ligados à hidratação e deformação plástica dos minerais expansíveis presentes nas formações perfuradas quando expostos a diferentes tipos de fluidos de perfuração, assim como dos efeitos da interação desses minerais nas propriedades dos fluidos de perfuração,

pois a seleção cuidadosa dos componentes dos fluidos pode ajudar a reduzir o potencial de aglomeração e acreção das formações e, conseqüentemente, a ocorrência de tempo não produtivo na operação.

Nesse pressuposto, o grupo de pesquisa do PeFLab (Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração) da UAEPetro/CCT/UFCG vem desenvolvendo pesquisas sobre a instabilidade de formações rochosas desde 2011. Dando continuidade aos estudos, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise da interação entre minerais expansíveis presentes em formações reativas e fluidos de perfuração à base de glicerina, na concepção e extensão do fenômeno de acreção em poços de petróleo.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

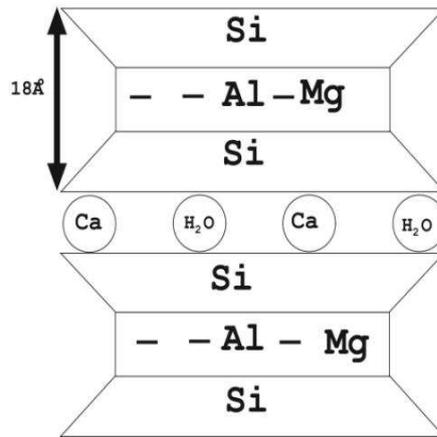
### 2.1 Argila Bentonítica

Ismail e Huang (2009) afirmam que a quantidade e o tipo de argilomineral presente nas formações são fatores importantes para sua reatividade, pois definem a sua afinidade por água, sendo, portanto, a maior diferença no comportamento das formações atribuídas à sua composição (Bol *et al.*, 1994).

A argila bentonítica é um mineral constituído essencialmente por argilominerais do grupo das esmectitas, com predominância para a montmorilonita (entre 60% e 80%) (Souza Santos, 1989), e tendo diversas possibilidades quanto à composição dos demais componentes, podendo ser estes alguns minerais argilosos como a illita e a caulinita, ou também outros minerais como quartzo, feldspato, pirita e calcita. Suas principais características são a elevada área específica, alta capacidade de troca catiônica e de inchamento entre camadas (Towler, Hywel-Evans e Firouzi, 2020).

De acordo com Wilson e Wilson (2014), as formações que possuem argilominerais do grupo das esmectitas são extremamente reativas à presença de fluidos de perfuração aquosos. Consequentemente, possuem a disposição de manifestar alterações em suas estruturas na presença de água, o que pode ocasionar grandes deformações, como expansão, desfragmentação, aglomeração e acreção. Segundo Keller (2008), na indústria petrolífera são gastos bilhões de dólares anualmente com danos derivados do inchamento excessivo de formações que apresentam suficiente grau de reatividade.

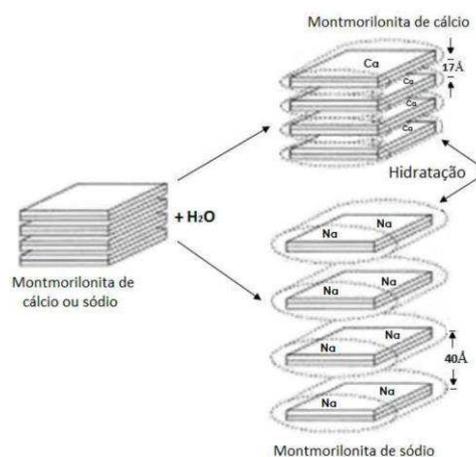
A reatividade das esmectitas está interligada a sua configuração estrutural (2:1), sendo formada por duas folhas de silicato tetraédricas, com uma folha central octaédrica, unidas entre si por oxigênio comum a ambas as folhas, existindo ainda camadas intermediárias ou interlamelares, nas quais se encontram moléculas de água absorvidas e cátions trocáveis ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  e/ou  $\text{Mg}^{2+}$ ), como mostrado na Figura 1. Logo, quando em contato com fluidos aquosos, estes argilominerais são suscetíveis à expansão e ao inchamento devido à predisposição de adsorção de moléculas polares de água ou íons hidratados solubilizados no meio (Lucena, Amorim e Lira, 2015).



**Figura 1.** Estrutura da esmectita (Asef e Farrokhrouz, 2013).

O inchamento das montmorilonitas presentes na bentonita se deve à força de atração entre as camadas tetraédricas e octaédricas, onde ocorrem as substituições isomórficas. Essas substituições causam uma deficiência de carga positiva, a qual é compensada pela presença dos cátions hidratáveis, através de uma propriedade das argilas chamada capacidade de troca catiônica (Menezes *et al.*, 2009).

As argilas bentoníticas são classificadas com base em seus cátions trocáveis. Se o cátion predominante for o  $\text{Ca}^{2+}$ , a argila é denominada de bentonítica cálcica, já se for o  $\text{Na}^+$ , é chamada de bentonítica sódica (Souza Santos, 1989). Por meio da Figura 2, é possível observar que as argilas bentoníticas cálcicas possuem uma maior força atrativa devido à presença dos íons de cálcio, o que reduz a quantidade de água que pode ser absorvida, e conseqüentemente, o inchamento. Nas argilas sódicas, os íons de sódio possuem forças de atração mais fracas, permitindo uma maior quantidade de água absorvida e assim, um maior inchamento (Lummus e Azar, 1986).



**Figura 2** Estrutura e hidratação das montmorilonitas cálcica e sódica (Lumus e Azar, 1986).

Conforme Civan (2000), o inchamento das argilas bentoníticas pode ser evitado pela manutenção de altas concentrações de  $K^+$  na solução aquosa. Nessas condições, os argilominerais se mantêm estáveis devido ao tamanho do íon  $K^+$ , não havendo crescimento e mantendo assim, as camadas unidas.

### 2.1.1 *Pellets* de Bentonita

*Pellets* de bentonita (Figura 3) são materiais sólidos de origem mineral, disponibilizado na forma de grãos, apresentando elevada expansão volumétrica quando em contato com água (Petrobras, 2019). Segundo Glanville e Jost (1995), *pellets* de bentonita seca incham oito a dez vezes seu tamanho original quando absorvem umidade.



**Figura 3.** Bentonita em forma de grãos, ou *pellets*.

Os *pellets* são geralmente produzidos por compactação com rolo ou extrusão de bentonita por meio de pequenos buracos. Ambas as técnicas requerem pressão muito alta. Na primeira técnica, o material de bentonita é compactado entre dois rolos contra-rotativos contendo vazios hemisféricos. Os *pellets* compactados com rolos podem ser fabricados com diferentes conteúdos da matéria-prima e, portanto, normalmente têm uma densidade um pouco mais alta. Já os *pellets* feitos por extrusão requerem um teor de água bastante elevado da matéria-prima (18-20%), o que leva a uma densidade relativamente baixa. Nesse método, o material de bentonita é pressionado por meio de uma matriz de furos que gera *pellets* em forma de hastes com comprimento variável, e o diâmetro das hastes também pode ser alterado (Groff *et al.*, 2016).

## 2.2 Fluidos de Perfuração

De acordo com o API (1991), os fluidos de perfuração são definidos como fluidos de circulação usados em perfurações rotativas para desempenhar as funções requeridas durante a operação. Thomas (2001) define os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos e, por vezes, até de gases. De uma maneira geral, os fluidos de perfuração são sistemas multifásicos que podem conter água, materiais orgânicos, sais dissolvidos e sólidos em suspensão nas mais diversas proporções. Do ponto de vista físico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado químico dos componentes.

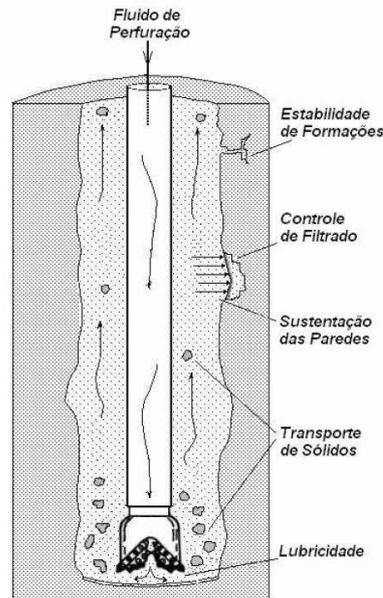
Constituído de uma fase dispersante, ou base, e outra fase dispersa, a composição de um fluido é selecionada de modo a se obter as propriedades ideais, como viscosidades, consistência de gel, controle de filtrado, inibição de argilas hidratáveis e coeficiente de lubricidade, para cada tipo de formação a ser perfurada. Dessa forma, se torna variável e depende das exigências operacionais de cada processo de perfuração.

Durante a perfuração de poços, as interações físico-químicas que acontecem entre as formações e o fluido de perfuração podem ter impacto na estabilidade do poço. Apesar das características iniciais de resistência da rocha serem determinadas pelos seus componentes físicos como porosidade, distribuição do tamanho de grãos e poros, arranjo geométrico das partículas, estruturas sedimentares e tectônica, e pela sua mineralogia, sua mudança com o tempo pode ser controlada pelas propriedades do fluido e técnicas de perfuração utilizadas.

A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades do fluido, tornando a composição, o principal fator a se considerar no controle das suas propriedades. Nesse sentido, os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma operação rápida e segura (Thomas, 2001). Assim, é desejável que o fluido utilizado apresente as seguintes características (Darley e Gray, 1988), das quais algumas estão exibidas na Figura 4.

- Ser estável quimicamente;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Facilitar a separação dos cascalhos na superfície;
- Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;

- Prevenir hidratação de formações reativas;
- Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- Apresentar baixo grau de corrosão e abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos;
- Resfriar e lubrificar a broca; e
- Apresentar custo compatível com a operação.



**Figura 4.** Funções básicas do fluido de perfuração (Geehan e Mckee, 2000).

A importância da utilização dos fluidos de perfuração foi reconhecida por meio de uma patente concedida a Chapman (1890), acerca do uso de argila, grãos e cimento como elementos para composição de um fluido de perfuração à base de água. Entretanto, verificou-se problemas de instabilidade, inchamento e colapso do poço, atribuindo-se à água esses efeitos. A necessidade de melhorar a eficiência desse fluido e a procura de novos componentes que pudessem solucionar tais problemas, estimularam a criação de uma nova composição para os fluidos de perfuração, tendo o óleo como componente. Contudo, essa nova formulação trazia algumas desvantagens, principalmente em questões ambientais.

Hoje, os fluidos de perfuração são comumente classificados de acordo com o componente principal que constitui a sua fase contínua ou dispersante. Segundo Darley e Gray (1988), a classificação dos fluidos em relação ao meio dispersante líquido pode ser de dois tipos: fluidos à base de água (aquosos) e fluidos à base de óleo (não aquosos). Os fluidos aquosos, em sua maioria, são compostos predominantemente por água, argila e aditivos químicos, de acordo com as exigências

operacionais. Nos fluidos não aquosos, utilizam-se meios orgânicos ao invés de água como agente dispersante.

Os fluidos de perfuração à base de óleo possuem características superiores aos fluidos aquosos quanto à estabilidade térmica, lubricidade e estabilização das paredes do poço. Acreditava-se que esses fluidos atuavam formando uma fina camada de óleo na parede do poço, agindo assim, como uma membrana semipermeável. Isto se dava principalmente pela alta salinidade em sua fase aquosa, prevenindo o transporte de água para dentro da formação. Todavia, algumas desvantagens são comprovadas em relação aos custos elevados, necessidade de manuseio especial e problemas ambientais causados.

Os fluidos à base de água, em contrapartida, são amplamente utilizados na indústria do petróleo, especialmente em campos de baixa pressão e baixa temperatura. Estes fluidos são mais baratos, ecologicamente corretos e não tóxicos. No entanto, sua aplicação é significativamente restrita em áreas HPHT, em rochas com alto teor de argila e em poços de geometria complexa (Gandelman *et al.*, 2007).

Em perfurações onde há elevado grau de reatividade na formação, utilizam-se os fluidos inibidos. Quando a rocha interage quimicamente com o fluido utilizado, tornando-se plástica, expansível, ou até mesmo solúvel, é necessária a adição de inibidores químicos (eletrólitos e/ou polímeros), que retardam ou diminuem esses efeitos. Podem-se utilizar também outros inibidores químicos, como: cal e cloretos de potássio, de sódio e de cálcio. Esses reduzem a atividade química e podem reagir com a rocha, alterando sua composição. van Oort *et al.* (2000) indicam em seus estudos que o KCl é provavelmente o inibidor mais conhecido na indústria do petróleo. Segundo os autores, sua popularidade deriva, sobretudo, da sua capacidade de reduzir a susceptibilidade ao inchamento das argilas esmectitas.

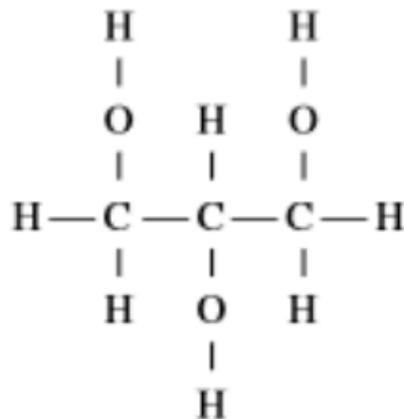
Como uma alternativa às limitações de desempenho dos fluidos aquosos, e para suprir as restrições ambientais impostas aos fluidos não aquosos, foram criados os fluidos oleosos sintéticos. Eles são compostos orgânicos sintéticos que possuem a eficiência dos fluidos base óleo, contudo, são menos tóxicos e mais biodegradáveis. Ainda que os fluidos sintéticos possuam essas vantagens, também é necessário considerar as restrições impostas pelos órgãos ambientais em relação ao descarte de fluidos e cascalhos gerados durante a perfuração de poços. Este novo e desafiador contexto coloca os pesquisadores na busca de um fluido que possua desempenho

semelhante aos fluidos oleosos sintéticos, de baixo custo e que atenda aos requisitos ambientais exigidos por lei, como os fluidos de base aquosa.

Neste pressuposto, Correa *et al.* (2017) analisaram a formulação de emulsão de glicerina como base de fluido de perfuração e concluíram que o fluido de perfuração à base de glicerina possui estabilidade térmica e oxidativa, e apresenta pouca interação com a argila quando submetida ao teste de inchamento. Assim, os fluidos à base de glicerina surgiram como uma boa alternativa de fluido inibido, podendo aumentar a estabilidade do poço. Esse novo sistema de fluido aquoso com base de glicerina é caracterizado como fluido de base aquosa, mas que apresenta comportamento de um fluido base oleosa sintética e, portanto, pode ser utilizado em vários cenários de perfuração.

### 2.2.1 Glicerina

Glicerol ou glicil álcool são nomes usuais para designar o 1, 2, 3 – propanotriol ( $C_3H_8O_3$ ), apresentado na Figura 5.



**Figura 5.** Fórmula estrutural do glicerol (Castelló, Dweck e Aranda, 2009).

Em 1813, Michael E. Chevreul mostrou que o glicerol estava envolvido na estrutura dos triglicerídeos, e o chamou de glicerina, da palavra grega que significa doce. A elucidação de sua estrutura como álcool tri-hidroxilado deveu-se a Wurtz em 1855 (Soares *et al.*, 2011). Posteriormente, o nome glicerina foi alterado para glicerol para indicar sua natureza alcoólica. Hoje, é comum referir-se ao produto químico puro como glicerol e referir-se aos graus comerciais com conteúdo variável de glicerol como glicerina.

A presença de três grupos de hidroxila na estrutura do glicerol é responsável pela alta solubilidade em água e natureza higroscópica, de modo que se caracteriza por ser uma molécula bastante flexível, capaz de formar ligações de hidrogênio intra e intermoleculares (Dashnau, 2006).

Suas propriedades incluem aspecto de líquido oleoso, viscoso, inodoro e incolor nas condições padrão (Perry, Green e Maloney, 1997), além de baixa tensão interfacial, baixa condutividade e maior densidade quando comparada com a água. Essas características propiciam menor adição de sólidos, responsáveis pelo aumento do peso do fluido, assim como evitam a solubilidade de sais e o inchamento de argilas, assemelhando-se com as bases sintéticas mais empregadas na formulação de fluidos de perfuração (Kirk e Othmer, 2001).

A grande oferta de glicerina no mercado devido ao rápido desenvolvimento da produção de biodiesel no Brasil e o seu baixo grau de pureza contribuem para seu baixo custo, o que favorece a possibilidade de uma gama de finalidades dessa matéria-prima pela indústria (Rivaldi *et al.*, 2007). Além das aplicações já utilizadas pelas indústrias de cosméticos, alimentícias e farmacêuticas, ou na obtenção de substâncias químicas com alto valor agregado, vários pesquisadores têm se dedicado a utilizá-las das mais diversas maneiras, tais como em processos de recuperação secundária de petróleo (Borges, Almeida e Quintella, 2007), na produção de biogás (Souza *et al.*, 2010) e na área de fluidos ambientalmente corretos para a indústria do petróleo (Yaakoub *et al.*, 2009).

### **2.3 Estabilidade de Poços**

Para Zhong *et al.* (2011), a manutenção da estabilidade do poço é um dos aspectos mais críticos do processo de perfuração. Embora em equilíbrio, as formações existentes em subsuperfície estão submetidas a um estado de tensões compressivo, chamado de tensões *in situ*.

As tensões *in situ* são formadas por três tensões mutuamente ortogonais entre si: uma vertical e duas horizontais, sendo uma horizontal mínima e a outra horizontal máxima. Assim, no momento em que um poço é perfurado, ao remover a rocha, ocorrerá uma alteração no estado de tensão existente no subsolo, mais especificamente na parede do poço.

De forma a tentar recompor esse estado de tensão inicial, a rocha removida é substituída por fluido de perfuração, que tem como uma de suas principais funções manter as paredes do poço estáveis. Entretanto, a pressão do fluido de perfuração nem sempre é capaz de recompor esse estado de tensão original, ocasionando assim uma alteração nas tensões ao redor do poço. Essa alteração se estende desde a parede do poço até alguns diâmetros de distância, e é função de vários fatores, como as tensões *in situ*, propriedades das rochas, inclinação e direção do poço, e da própria pressão gerada pelo fluido de perfuração (Rocha e Azevedo, 2007).

Em vista disso, as tensões *in situ* também têm sido reconhecidas como um dos principais fatores que afetam a estabilidade das paredes de um poço, e o controle dessas tensões é um fator importante para mantê-lo estável sem riscos de colapso. Para alcançar esse objetivo, parâmetros operacionais devem ser analisados, como o tipo de fluido de perfuração, composição da coluna de fundo e variação das tensões nas seções do poço. Ao longo dos anos, foi realizado um estudo sobre a estabilidade de poços de petróleo considerando os aspectos mecânicos e químicos da rocha, relacionados às interações entre os minerais presentes nas suas composições e os fluidos de perfuração (Silva *et al.*, 2011).

### **2.3.1 Instabilidade de Poços na Perfuração de Formações Reativas**

A instabilidade do poço é um grande problema técnico na perfuração de poços de petróleo, e uma das maiores fontes de perda de tempo e aumento de custo (van Oort, 2003). Está relacionada a diversos fatores, como perturbação causada pelo contato entre a broca e a formação, ação erosiva do fluido de perfuração, distribuições de pressões verticais e horizontais, e pressão interna dos poros.

A eficiência da perfuração de um poço depende, em grande parte, da relação entre o fluido de perfuração utilizado com as formações perfuradas. As interações entre as formações e fluido de perfuração podem ser reguladas para aumentar e melhorar a estabilidade do poço. Para uma maior compreensão dos fenômenos de interação entre a rocha e o fluido de perfuração, é necessária uma descrição completa das formações reativas, tanto do panorama dos seus constituintes individuais, quanto da sua microestrutura (Rabe e Fontoura, 2003).

Segundo Yan, Deng e Yu (2013), as propriedades mecânicas da rocha podem ser gravemente alteradas após entrar em contato com o fluido de perfuração. O

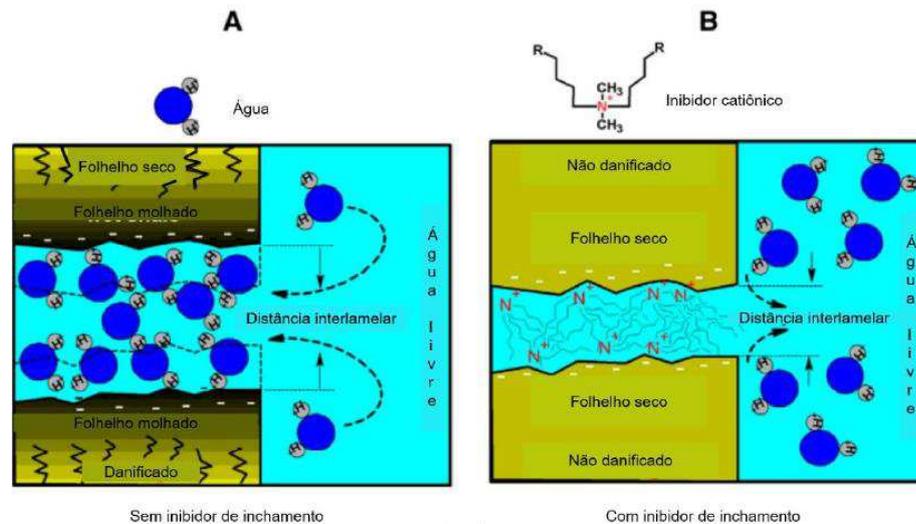
processo de interação entre as formações reativas e o fluido é um resultado de fenômenos físico-químicos (Rabe e Fontoura, 2003) e mecânicos (Tan, Richards e Rahman, 1997) que ocorrem durante e após a perfuração. Esta interação pode mudar a magnitude das tensões das formações ao redor do poço, gerar excesso de pressão de poros, hidratar os argilominerais e aumentar o teor de umidade da formação perfurada. Em conformidade com Rabe e Cherrez (2009), o comportamento das formações perfuradas frente aos fluidos de perfuração tem se mostrado um dos maiores desafios da indústria do petróleo, em função da complexidade dos acontecimentos que envolvem estas interações.

A hidratação e subsequente inchamento dos argilominerais é a principal causa atribuída à instabilidade das rochas. Nesse caso, conforme Stefan (1956), as formações reativas, quando em suspensão aquosa, fixam por adsorção uma quantidade considerável de líquido, com aumento aparente do próprio volume, aumentando a distância interplanar basal das camadas da argila.

A segunda razão mais importante é a desintegração, por meio da dispersão (O'Brien e Chenevert, 1973). Esse fenômeno refere-se a uma desintegração contínua e geralmente rápida da superfície da rocha ao entrar em contato com o fluido de perfuração, refletindo assim na quantidade de argila expansível presente. Algumas formações que incham expressivamente podem apresentar pouca dispersão, assim como a condição inversa também pode acontecer.

A instabilidade durante a perfuração pode ser solucionada com a adição de produtos químicos inibidores de hidratação e de expansibilidade de argilas ao fluido, ainda que esse método não seja uma solução completa (Gholami *et al.*, 2018). Outra alternativa para mitigar a instabilidade é selar a formação contra a invasão do fluido de perfuração, por meio da utilização de compostos orgânicos que possuem a finalidade de obstruir as microfraturas presentes na formação.

Na indústria, existem aditivos químicos orgânicos e inorgânicos capazes de minimizar as interações argila-fluido, dificultando a entrada de moléculas de água e efetivamente reduzindo a hidratação dos argilominerais, como ilustrado na Figura 6.



**Figura 6.** Representação esquemática do mecanismo de inibição do inchamento da argila: (a) sem ação de inibidores, e (b) sob ação de inibidores (Daneshfar *et al.*, 2018).

De acordo com Asef e Farrokhrouz (2013), o inchamento e a desintegração são altamente específicos para cada tipo de argila. Logo, a eficácia dos inibidores na redução das pressões de inchamento será diferente para cada argila.

## 2.4 Problemas Operacionais Ocasionados na Perfuração de Formações Reativas

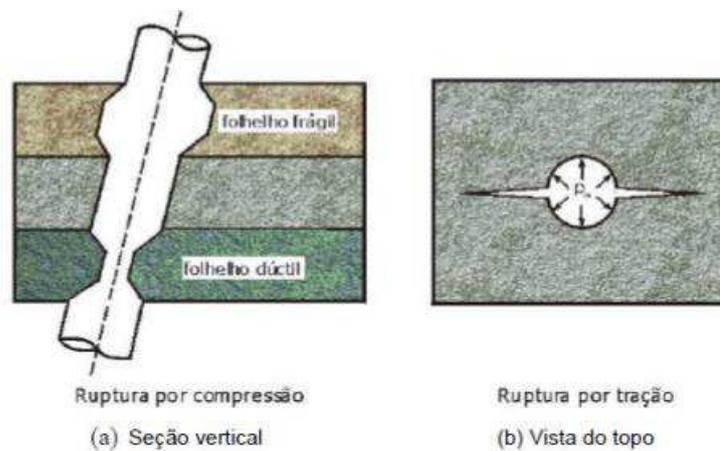
Como afirmam Wilson e Wilson (2014), a instabilidade dos poços na perfuração de formações reativas manifesta-se de diversas maneiras, o que leva a uma grande variedade de problemas operacionais, como:

- Ruptura à compressão, ou colapso do poço, através da descamação das formações;
- Ruptura por tração, ou fraturamento;
- Desintegração e dispersão das formações por meio do fluido de perfuração;
- Desplacamento (*caving*), e um conseqüente alargamento do poço;
- Invasão de filtrado na formação; e
- Aglomeração e acreção de cascalhos na coluna de perfuração.

A ruptura à compressão, também chamada de colapso, é provocada por um peso insuficiente do fluido de perfuração comparado com a resistência da rocha e as tensões em torno do poço. Pode se apresentar como uma diminuição do diâmetro do poço ou como um desmoronamento das paredes, de acordo com o comportamento dúctil ou frágil das formações perfuradas, como mostra a Figura 7(a). Existe ainda a

ruptura por compressão que surge devido às interações físico-químicas da rocha com o fluido de perfuração.

Na ruptura por tração (Figura 7(b)), também chamada de fraturamento, o rompimento ocorre geralmente quando o peso excessivo do fluido de perfuração ultrapassa a resistência à tração da rocha. Neste caso, podem ocorrer perdas de circulação do fluido para a formação através das fraturas, ocasionando diminuição da pressão hidrostática nas formações e conseqüente risco de instabilidade do poço.



**Figura 7.** Tipos de rupturas ao redor do poço (modificado de Fjaer *et al.*, 1992).

O fenômeno de desintegração é resultado de duas atividades principais: o deslocamento de uma formação mais frágil e quebradiça e a influência de fluidos aquosos na superfície da rocha (Asef e Farrokhrouz, 2013).

Durante a perfuração, detritos da formação perfurada podem se desintegrar e dispersar através do fluido de perfuração, como ilustra a Figura 8. Esse aumento no teor de sólidos presentes no fluido de perfuração acarreta problemas de limpeza de fundo do poço, visto que a viscosidade dos fluidos aumenta e a velocidade ao retornar à superfície pelo espaço anular diminui (van Oort, 2003).



**Figura 8.** Detritos da formação desintegrados (Autor Desconhecido).

Conforme Rocha e Azevedo (2007), a pressão do fluido de perfuração contra a parede do poço gera uma tensão que tende a melhorar a estabilidade do poço. Essa tensão é resultante da diferença entre a pressão da formação e a pressão dentro do poço. Entretanto, como algumas das rochas não são completamente impermeáveis, esse diferencial de pressão pode ocasionar uma invasão de filtrado na formação, gerando um acréscimo na pressão de poros próxima à parede do poço.

A invasão do filtrado torna a instabilidade da formação dependente do tempo. À medida que o filtrado invade, a resistência da rocha diminui. Algumas formações sofrerão alto grau de inchamento e desprendimento, quando expostas à água. Após o desprendimento, podem ser erodidas por fluxo turbulento ou pela vibração da coluna. Além disso, o filtrado pode reagir quimicamente e mecanicamente com a argila presente nas formações, ocasionando inchamento e desprendimento.

#### **2.4.1 Aglomeração e Acreção de Cascalhos**

Os primeiros casos de aglomeração de cascalhos e problemas relacionados à acreção foram vistos coincidindo com a introdução de fluidos base água aditivados com inibidores, contendo altas concentrações de moléculas orgânicas como poligliceróis, polissacarídeos e espécie polianiónicas, que podem formar uma barreira na superfície da rocha para reduzir a migração da água para dentro da formação.

Com um fluido de perfuração com menor concentração de inibidores, os fragmentos normalmente se hidratam mais rapidamente e tendem a ser menos plásticos à medida que continuam a adsorver a água, resultando na perda de coesão na matriz de argila, que será mais facilmente removida. No entanto, um nível mais

baixo de inibição química no fluido muitas vezes pode causar problemas de instabilidade no poço.

Dessa forma, observa-se que a aglomeração e acreção de cascalhos são ocorrências altamente dependentes da estratificação das formações rochosas sedimentares perfuradas. A grande maioria das formações perfuradas contém minerais expansíveis, os quais terão uma forte tendência ao fenômeno de inchamento.

Segundo van Oort *et al.* (2000), os efeitos da acreção são mais evidenciados em formações argilosas. Ao estudarem o efeito que o tipo e a morfologia de folhelhos têm no processo de aglomeração, Cliffe e Young (2008) mostraram que as condições que devem ser atendidas para a aglomeração e acreção de cascalhos argilosos ocorrer são:

- A argila deve estar em um estado plástico com o teor de umidade em equilíbrio quando em contato com o fluido de perfuração. O comportamento plástico permite que a estrutura da argila seja facilmente deformada;
- A superfície da partícula de argila deve ser viscosa o suficiente para formar uma ligação com outras superfícies com as quais faz contato; e
- As superfícies dos cascalhos devem ser cisalhadas com força suficiente para deformar a argila e criar uma ligação.

A plasticidade das formações é função da hidratação da rocha, da quantidade e tipo de argilomineral presente, além da pressão de inchamento da rocha, e pode ser satisfatoriamente calculada a partir dos Índices de Atterberg. Deste modo, é possível estabelecer uma ligação entre os fenômenos de aglomeração e acreção com o grau de plasticidade das formações (Wilson e Wilson, 2014). Formações que forem expostas a estados de plasticidade por um longo período de tempo podem ocasionar aglomeração em torno da broca e de componentes da coluna de perfuração (Figura 9), assim como acreção de cascalhos nas paredes do poço.



**Figura 9.** Acreção nos componentes da coluna de perfuração (Palazzo, 2020).

Estes problemas relacionados à aglomeração e acreção de cascalhos podem levar ao aumento do tempo não produtivo na operação de perfuração de poços, o que pode tornar os fluidos de perfuração à base de água menos atrativos como alternativas aos fluidos de perfuração não aquosos.

Cliffe e Young (2008) afirmam que a seleção cuidadosa dos componentes do fluido de perfuração pode ajudar a reduzir o potencial de aglomeração de cascalhos. Também foi demonstrado, experimentalmente, que o processo de acreção pode ser substancialmente reduzido, diminuindo o teor de água nativa dos cascalhos, ou gerando uma distribuição maior dos seus tamanhos de partícula.

Conforme Mohammed *et al.* (2014), a acreção é afetada pela composição mineralógica da formação, fluido de perfuração e taxa de penetração. Assim, maiores vantagens de desempenho de perfuração podem ser obtidas combinando adequadamente o tipo de broca com o tipo de formação e a seleção da composição dos fluidos de perfuração a serem utilizados.

## **2.5 Estado da Arte**

You *et al.* (2014) analisaram problemas de fundo de poço durante a perfuração na Bacia Sichuan, na China. Os autores afirmam que o inchamento da formação pode ser insignificante quando utilizado um fluido de perfuração contendo inibidor, e concluíram que esse fenômeno não é o principal fator provocador de instabilidade em um poço de petróleo. A principal razão pode ser a utilização de fluidos de perfuração incompatíveis com as formações rochosas do poço. Wilson, Wilson e Shaladybin (2017)

também afirmam que a instabilidade do poço resulta de uma mudança na mineralogia da argila após uma interação com o fluido de perfuração.

Para Osissanya, Enilari e Ayeni (2009), o problema de instabilidade de um poço de petróleo pode ser resultado das interações ocorridas entre as formações e os fluidos de perfuração, e da existência de tensões desfavoráveis na rocha, ou o resultado da combinação desses dois processos.

Alguns pesquisadores têm se dedicado a estudar a viabilidade do uso da glicerina como aditivo para fluidos base água ambientalmente corretos (Malgaresi *et al.*, 2018). Por ser viscosa e apresentar toxicidade e biodegradabilidade inferior à maior parte das bases sintéticas utilizadas, o seu uso vem se tornando bastante promissor na indústria petrolífera (Velooso, 2014) e despertando o interesse de pesquisadores graças às suas características físico-químicas, abundância no território brasileiro e baixo custo.

Pormerlau (2009) estudou o comportamento da glicerina em fluidos de perfuração e avaliou a capacidade do fluido preparado de estabilizar formações reativas durante a perfuração, ou seja, testou-se a habilidade do fluido em inibir a hidratação de minerais sensíveis como a montmorilonita. O autor concluiu que os sólidos ativos não sofriam hidratação quando introduzidos em fluido contendo acima de 20% de glicerol.

Moléculas que possuem um segmento polar e um segmento apolar, isto é, possuem afinidade com água e óleo, apresentam características surfactantes devido à sua capacidade de adsorver em superfícies e interfaces. Por esta razão, esses tipos de moléculas são amplamente utilizados como lubrificantes e emulsificantes. Uma vez que os ésteres de glicerol apresentam tais características estruturais, eles têm uma aplicação potencial em fluidos de perfuração como lubrificantes e emulsificantes (Mueller *et al.*, 2004).

Soares *et al.* (2011) revisaram novas aplicações industriais do fluido de perfuração à base de glicerina como alternativa para o seu descarte, uma vez que o aumento substancial da produção de biodiesel nas últimas décadas gera grandes quantidades de glicerina, inundando o mercado com seu excesso. Os autores destacaram que o processo de purificação de glicerina para uso no fluido de perfuração não requer os mesmos processos de purificação de glicerol que são utilizados nas indústrias farmacêutica e alimentícia, e concluíram que usá-la nos fluidos é uma oportunidade interessante a ser explorada.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

#### 3.1 Materiais

##### 3.1.1 *Pellets* de Bentonita

Para o desenvolvimento deste trabalho foi utilizada uma amostra de *pellets* de bentonita, que consistem em uma forma industrializada de bentonita. Os *pellets* foram fornecidos pela Petrobras.

##### 3.1.2 Fluidos de Perfuração

Para realização do presente trabalho foram estudados fluidos de perfuração à base de glicerina, contendo os aditivos nas quantidades constantes na Tabela 1. Utilizou-se na composição, isoladamente e em conjunto, 3 diferentes inibidores de inchamento de argila comercialmente denominados de BDF 994, BDF 995 e KCl. No total, 7 formulações do fluido glicerinado foram elaboradas, variando-se o uso do inibidor, conforme identificação apresentada na Tabela 2.

**Tabela 1.** Composição do fluido de perfuração glicerinado.

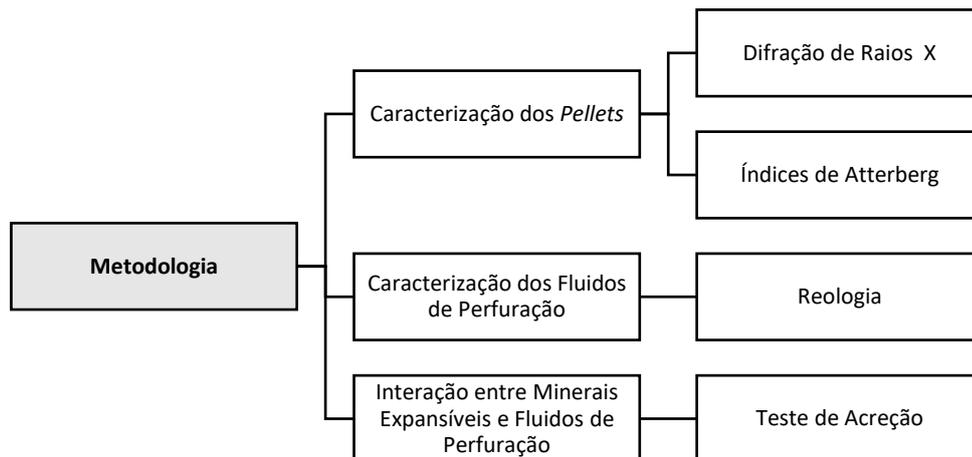
Aditivo	Tipo	Quantidade
Meio dispersante	Água	262,5 mL
Controlador de dureza	Bicarbonato de sódio	0,5 g
Meio dispersante	Glicerina	87,5 mL
Viscosificante	Goma Xantana	0,5 g
Redutor de filtrado	PAC LV	6 g
Inibidor de inchamento de argila	KCl	15,7 g
	BDF 994	10,5 g
	BDF 995	10,5 g
Alcalinizante	Óxido de magnésio	1 g
Selante	Calcário	20 g
Antiespumante	Líquido a base de silicone	0,3 g
Adensante	NaCl	QSP 9,5 lb/gal

**Tabela 2.** Identificação utilizada para os fluidos de perfuração estudados.

Nomenclatura	Fluido de Glicerina
F1	Sem inibidor
F2	Com KCl
F3	Com BDF 994, com BDF 995 e com KCl
F4	Com BDF 994 e com KCl
F5	Com BDF 994
F6	Com BDF 995 e com KCl
F7	Com BDF 995

### 3.2 Métodos

Para uma melhor compreensão, o estudo foi dividido em três etapas, conforme apresentado no organograma da Figura 10 e nas seções 3.2.3, 3.2.4 e 3.2.5.

**Figura 10.** Organograma das etapas que serão realizadas no estudo.

#### 3.2.1 Preparação da Amostra

Para a Difração de Raios X, a amostra de *pellets* foi preparada nos seguintes equipamentos:

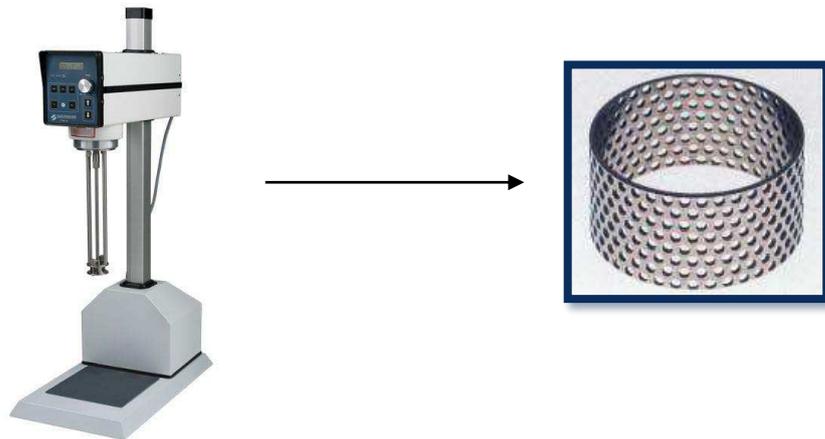
- Ultrassom de Ponta – Digital Sonifier 450 da marca Branson;
- Centrífuga – Heraeus Multifuge X1 da marca Thermo Fisher Scientific;
- Forno Mufla da marca Nova Técnica;
- Moinho micronizador – Micronising Mill da marca MCCrone;
- Dessecador com vacuômetro – 0810 da marca Nalgon.

Para a determinação dos Índices de Atterberg, a amostra foi preparada em peneira ABNT N° 40 (0,425 mm), conforme a NBR 6457 (ABNT, 1986).

Para os Testes de Acreção, a amostra foi preparada em peneiras ABNT N° 6 e ABNT N° 4 (3,35 – 4,75mm), com o escopo de obter o material retido em uma estreita distribuição entre os tamanhos.

### 3.2.2 Preparação dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração estudados foram preparados em alíquotas de 350 mL, utilizando o misturador de alto cisalhamento da marca Silverson, modelo L5M-A, equipado com o conjunto rotor/estator do tipo tela emulsora (Figura 11), com velocidade rotacional de 8.720 rpm.



**Figura 11.** Misturador Silverson L5M-A com estator do tipo tela emulsora.

Obedecendo a ordem descrita na Tabela 1, para o preparo de cada uma das 7 formulações do fluido de perfuração, os aditivos utilizados foram adicionados com intervalos de 5 minutos entre cada um deles. O tempo final de agitação em todos os casos foi de 10 minutos.

Os insumos utilizados nessa etapa foram cedidos pela Petrobras, e todos os fluidos de perfuração produzidos possuem formulações aplicadas em campo pela indústria petrolífera.

### 3.2.3 Caracterização dos *Pellets*

### 3.2.3.1 Difração de Raios X (DRX)

A Difração de Raios X (DRX) é uma técnica que se baseia no fenômeno da difração e espalhamento dos raios x ao atingirem um material e, sem perda de energia, mudarem a sua trajetória. Quando se há um padrão de obstáculos à passagem das ondas que seja periódico no espaço (grade de difração), ao ser atravessado por um feixe de radiação gera um padrão característico de interferências, cuja forma dependerá diretamente do arranjo da rede de difração. Este padrão pode ser impresso em uma chapa fotográfica e ser utilizado para extrair informações sobre como estão organizadas as partículas da amostra analisada (Fonseca e Lopes, 2014).

A identificação dos minerais por meio da difração de raios x se baseia no fato de que cada fase mineral possui a sua própria estrutura cristalina, e o seu respectivo difratograma indica o padrão de difração dos diversos planos estruturais. Estes podem ser comparados com a amostra que se queira analisar, quantificando-a e identificando-a. Assim, o DRX é amplamente utilizado na caracterização das estruturas de reticulados cristalinos e consiste em um método bastante útil na identificação qualitativa dos componentes presentes nos *pellets* estudados.

Nesse ensaio, com o objetivo de se conhecer as proporções das fases presentes, foi realizado um estudo quantitativo das amostras de *pellets* por meio de um difratômetro de raios x da marca Rigaku – Miniflex 600 (Figura 12).



**Figura 12.** Difratômetro de Raios X Rigaku – Miniflex 600.

As análises quantitativas foram realizadas pelo método de inserção de padrão interno e calculadas por Ritveld. O método consiste na simulação de todo o difratograma, por meio do qual é realizado um refinamento dos parâmetros

geométricos das fases presentes e das considerações cristalográficas. A quantificação é dada pela comparação entre um padrão de difração calculado e o padrão observado. A comparação é feita ponto a ponto e as diferenças encontradas são ajustadas pelo método dos mínimos quadrados (Leite *et. al*, 2018).

Este ensaio foi realizado no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello – CENPES, unidade da Petrobras responsável pelas atividades de pesquisa e desenvolvimento da empresa.

### 3.2.3.2 Índices de Atterberg

Os índices de Atterberg têm como objetivo medir as características plásticas das rochas. Segundo Cliffe e Young (2018), o grau de plasticidade está relacionado com a composição mineralógica das formações. Os índices são compostos por:

- Limite de Liquidez: foi obtido o teor a partir do qual a amostra adquire o comportamento de um líquido, de acordo com a NBR 6459 (ABNT, 1984a).
- Limite de Plasticidade: segundo a NBR 7180 (ABNT, 1984b), encontrou-se o teor de umidade abaixo do qual a amostra passará do estado plástico para o estado semi-sólido, ou seja, quando ela perderá a capacidade de ser moldada e passará a ficar quebradiça.
- Índice de Plasticidade: foi obtido através da diferença numérica entre o Limite de Liquidez e o Limite de Plasticidade, e representa a quantidade máxima de água que pode ser adicionada à amostra, de modo que ela mantenha sua consistência plástica.

Logo, foram medidos os limites de liquidez e o limite de plasticidade dos *pellets*, a fim de verificar seu comportamento plástico nos meios líquidos que compõem as bases dos fluidos de perfuração estudados: água, glicerina e água com glicerina. A partir dos conhecimentos destes dois limites, determinou-se os índices de plasticidade dos *pellets*, de acordo com a Equação (1):

$$IP = (LL - LP) \times 100\% \quad (1)$$

Onde:

- IP = Índice de Plasticidade;
- LL = Limite de Liquidez;

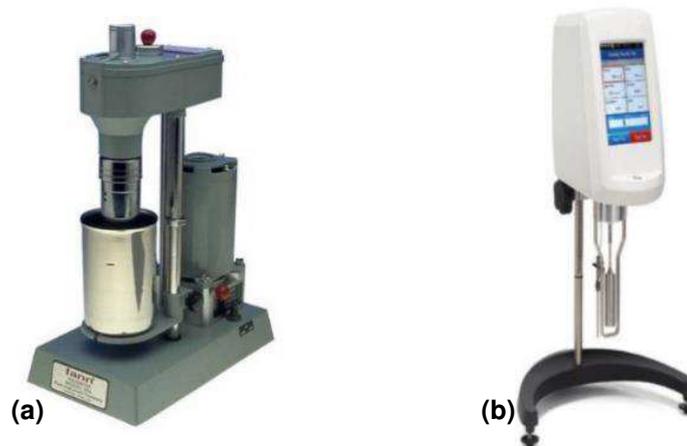
- LP = Limite de Plasticidade.

Este ensaio foi realizado no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração – PeFLab da UAEPetro/CCT/UFCG.

### 3.2.4 Caracterização dos Fluidos de Perfuração

#### 3.2.4.1 Reologia

Os parâmetros reológicos de um fluido podem ser enquadrados em modelos tradicionais, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos. As propriedades reológicas dos fluidos de perfuração estudados foram avaliadas por meio de ensaios realizados em um viscosímetro da marca Fann, modelo 35A (Figura 13a) e de um viscosímetro rotacional da marca Brookfield, modelo LVDV2T (Figura 13b).



**Figura 13.** a) Viscosímetro Fann 35A; b) Viscosímetro Brookfield LVDV2T.

Nos ensaios realizados com o viscosímetro da marca Fann, seis valores de deflexão ( $\theta$ ) foram lidos, segundo a norma ISO 10416 (ISO, 2008), e conforme os seguintes procedimentos:

- Agitou-se o fluido por 5 minutos em um agitador mecânico, e depois colocou-o no recipiente do viscosímetro até a marca indicada no copo;
- As leituras da deflexão ( $\theta$ ) em graus foram realizadas com as seguintes velocidades de rotação: 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm;

- Para obtenção da força gel inicial, o fluido foi submetido a uma velocidade de rotação de 600rpm durante 15 segundos, e em seguida, permaneceu em repouso durante 10 segundos. Logo após, o viscosímetro foi acionado em uma velocidade de rotação de 3 rpm para a leitura ser efetuada.
- Para obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10 minutos, e posteriormente a leitura foi efetuada sob uma velocidade de rotação de 3 rpm.

Com os dados obtidos em cada leitura, a viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), o limite de escoamento (LE) e a força gel (FG) dos fluidos, foram calculados através das Equações (2), (3), (4) e (5), respectivamente:

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

$$VP = L_{600} - L_{300} \quad (3)$$

$$LE = L_{300} - VP \quad (4)$$

$$FG = G_f - G_i \quad (5)$$

Onde:

- $G_f$  = Força gel final;
- $G_i$  = Força gel inicial.

A partir das leituras das deflexões ( $\theta$ ) também pôde-se calcular as tensões de cisalhamento ( $\tau$ ), com suas respectivas velocidades de rotação (N) convertidas para taxa de cisalhamento ( $\gamma$ ), conforme as Equações (6) e (7).

$$\tau = 0,51 \times \theta \quad (6)$$

$$\gamma = 1,703 \times N \quad (7)$$

Outra importante propriedade reológica avaliada foi a viscosidade, obtida por meio da Equação (8), que apresenta variação quando submetida à taxa de

cisalhamento. Essa avaliação foi feita a partir do gráfico plotado entre essas duas grandezas.

$$\mu = 300 \times \frac{\theta}{N} \quad (8)$$

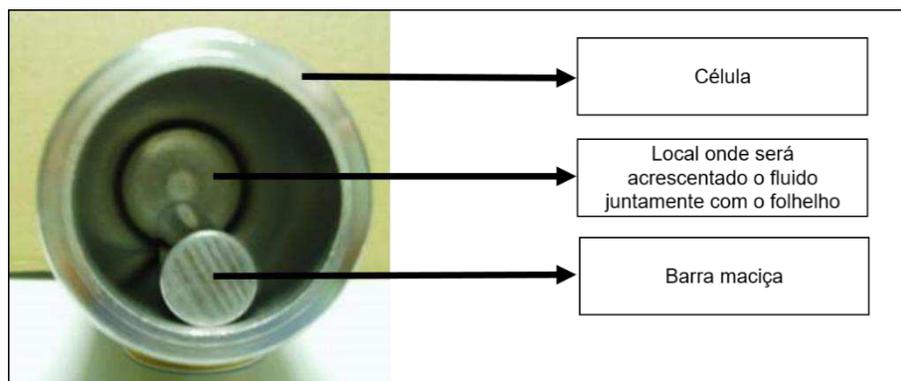
No viscosímetro da marca Brookfield, as medições foram realizadas a partir de uma velocidade rotacional inicial de 2 rpm, com aumentos relativos de rotação de 2 rpm, até 120 rpm, ou até o valor máximo permitido pelo equipamento, correspondente ao torque de 100%.

Os ensaios com os dois modelos de viscosímetro foram realizados no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração – PeFLab da UAEPetro/CCT/UFCG.

### 3.2.5 Interação entre Minerais Expansíveis e Fluidos de Perfuração

#### 3.2.5.1 Teste de Acreção

O teste de acreção mede a tendência de uma formação argilosa aderir nas superfícies dos componentes de fundo de poço (BHA). Para realização do teste, foram utilizadas barras de aço maciças, não ocas (Figura 14).



**Figura 14.** Célula do teste de acreção (Adaptada de Cliffe e Young, 2008).

De acordo com a metodologia adota por Cliffe e Young (2008), primeiramente as barras foram lavadas com detergente. Em seguida, elas foram colocadas no centro da célula de teste, que foi preenchida com fluido de perfuração até a metade do seu volume. Posteriormente, amostras contendo 50 gramas de *pellets*, em estreita

distribuição de tamanho de partícula (3,35 – 4,75mm), foram dispostas uniformemente ao redor da barra central, onde fez-se uma leve agitação utilizando-se uma espátula. Por fim, a célula foi completada até a borda com o fluido, selada e agitada de 3 a 4 vezes para garantir uma completa homogeneização.

O teste foi realizado no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração – PeFLab, da UAEPetro/CCT/UFCCG, por meio de um *Roller Oven*, da marca Fann, modelo 705ES (Figura 15), onde as células foram roladas em intervalos de tempos definidos (10, 20, 30, 40 e 50 minutos), à temperatura ambiente.



**Figura 15.** Forno *Roller Oven* 105 ES – Fann

Após a rolagem, a barra foi retirada da célula e os sólidos acrescidos foram removidos, finalizando com a lavagem rápida da barra por meio de uma pipeta com água para evitar perdas da amostra. Em seguida, os sólidos foram secos em estufa à 110°C até atingirem massa constante. A acreção foi calculada de acordo com a Equação (9).

$$A(\%) = \frac{W_2}{\left[\frac{100-M_i}{100}\right] \times 50} \quad (9)$$

Onde:

- A = Acreção;
- $W_2$  = Peso dos sólidos, em (g), após a secagem à 110°C;
- $M_1$  = Conteúdo inicial de água da amostra de fragmento não exposta ao fluido.

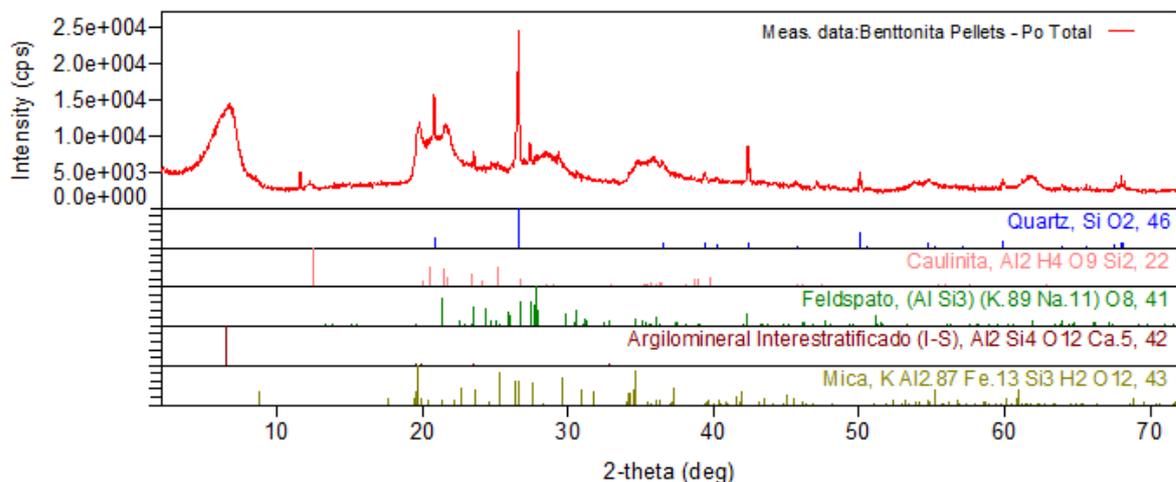
## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.1 Caracterização dos *Pellets*

A caracterização adequada dos *pellets* de bentonita é fundamental para um melhor entendimento dos fenômenos de interação dos minerais expansíveis e fluidos de perfuração. A argila bentonítica é um mineral constituído predominantemente por argilominerais do grupo da esmectita (Souza Santos, 1989), mas possui diversas possibilidades quanto a composição dos demais componentes, podendo ser estes outros minerais argilosos como a illita e a caulinita, ou também minerais como quartzo, feldspato, pirita e calcita.

#### 4.1.1 Difração de Raios X (DRX)

As análises de DRX indicam a presença das fases mineralógicas e quantificação das mesmas. A imagem do difratograma da amostra total (método pó) para os *pellets* de bentonita estudados é apresentada na Figura 16.

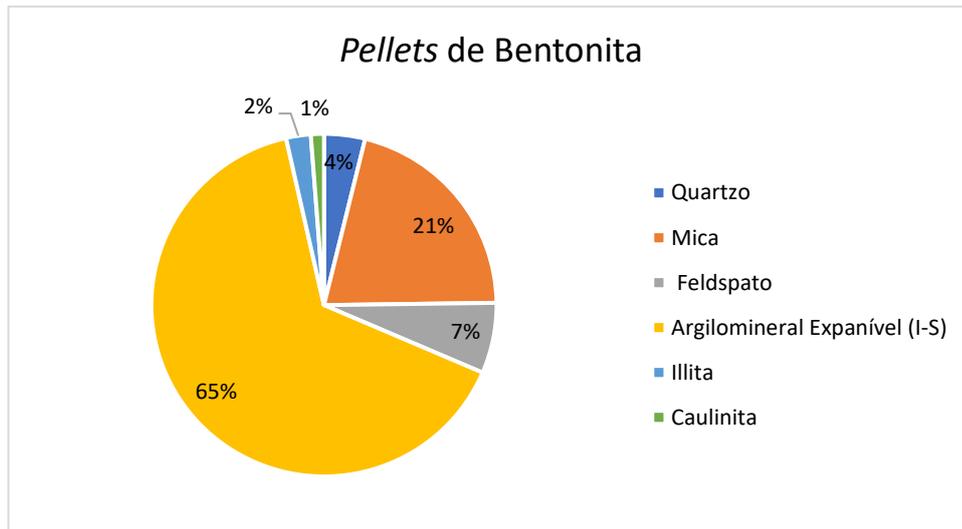


**Figura 16.** Difratograma da amostra total (Método Pó) dos *pellets*.

Observa-se, de modo geral, que os *pellets* estudados apresentam em sua composição picos característicos da presença de argilominerais interestratificados illita-esmectita (I-S), fato que evidencia a característica da amostra ser reativa com alto grau de expansão. Podem ser observados também picos referentes a presença de

mica, feldspato e quartzo, assim como picos mais moderados característicos da existência de argilominerais referentes à caulinita.

Os resultados qualitativos e quantitativos da análise de difração de raios x para os *pellets* de bentonita estudados estão apresentados na Figura 17.



Parâmetro de avaliação quantitativa:  $0 \leq 1$  = possível presença;  $1 \leq 5$  = traços;  $> 5$  = presença.

**Figura 17.** Resultados qualitativos e quantitativos da difração de raios x dos *pellets*.

Na análise quantitativa verificou-se que a amostra é composta predominantemente por argilominerais expansíveis de illita interestratificada com esmectita, que apresentaram um teor de 65%, evidenciando o resultado apresentado no difratograma mostrado na Figura 16. Os argilominerais interestratificados são produtos parciais de um processo de síntese das camadas dos filossilicatos sem que haja a dominância de um cristal, e por isso, apresentam características que são comuns a dois ou mais minerais de argila. De acordo com Pereira (2001), quanto maior a presença de esmectita em sua composição, maior será a reatividade da formação. Logo, por conter esmectita na camada sintetizada, os *pellets* estudados se tornam especialmente sensíveis à presença de água.

A amostra ainda apresenta traços dos argilominerais illita e caulinita não interestratificados, nos teores de 2% e 1%, respectivamente. Ambas são frações consideravelmente pequenas de minerais mais rígidos, que não se expandem. O teor de argila total da amostra foi de 69%.

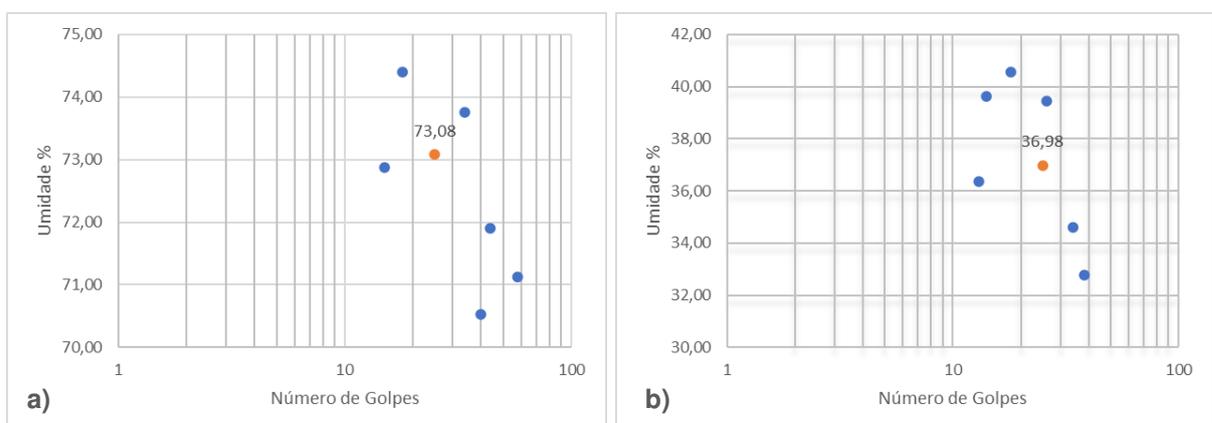
Através dos dados apresentados na Figura 17, também é possível verificar que nos *pellets* analisados constatou-se elevadas proporções de minerais acessórios

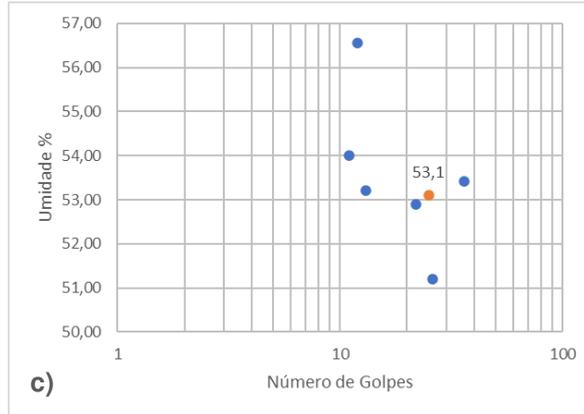
como quartzo e feldspato. A amostra apresentou mica com um teor de 21%. O mineral quartzo, que se reflete por suas características não plásticas e sua feição quebradiça, constituiu-se com o teor de 4%. Para os minerais acessórios feldspáticos, o teor observado foi de 7%. Segundo Macedo *et al.* (2008), minerais acessórios feldspáticos influenciam diretamente nas propriedades plásticas das formações, pois estes, aliados ao quartzo, geralmente agem como redutores de plasticidade. Entretanto, Apolônio, Amorim e Leal (2021) estudaram a reatividade de folhelhos do Nordeste do Brasil e constataram que a predominância da esmectita e de feldspato na forma sódica fornecem uma maior plasticidade às formações argilosas.

#### 4.1.2 Índices de Atterberg

A plasticidade é normalmente definida como uma propriedade que consiste na maior ou menor capacidade da rocha ser moldada, sob certas condições de umidade, sem variação de volume. Trata-se de uma das mais importantes propriedades das argilas (Caputo, 1988), e comumente é medida por meio dos Índices de Atterberg.

Os níveis de umidade da amostra de *pellets* para cada meio líquido que compõem as bases dos fluidos de perfuração estudados (água, glicerina e água com glicerina), e o número de golpes dados para a determinação do limite de liquidez foram relacionados e são apresentados nos gráficos da Figura 18. Os pontos em destaque foram obtidos por meio da linearização dos demais pontos, e correspondem ao limite de liquidez para cada meio.





**Figura 18.** Gráficos do teor de umidade *versus* número de golpes da amostra de pellets para cada meio líquido que compõem as bases dos fluidos de perfuração: a) Água; b) Glicerina; c) Água com glicerina.

Conforme resultados apresentados na Figura 18, na água, os *pellets* apresentaram limite de liquidez de 73,08%, podendo assim, serem classificados como de plasticidade muito alta, segundo a classificação proposta por Bell (2007), baseada no limite de liquidez da formação (Tabela 3). Já na glicerina, o limite de liquidez apresentado pelos *pellets* foi de 36,98%, o que os classificam como de plasticidade intermediária. Na água com glicerina, o limite de liquidez alcançado pela amostra de *pellets* analisada foi de 53,1%, valor que garante aos mesmos a classificação como de alta plasticidade. Dessa maneira, os *pellets* apresentaram valores de limite de liquidez que os classificam como plásticos nos três meios líquidos que compõem as bases dos fluidos de perfuração estudados.

**Tabela 3.** Classificação de plasticidade de acordo com o limite de liquidez (Bell, 2007).

Classificação	Limite de Liquidez
Baixa plasticidade	<35
Plasticidade intermediária	35-50
Alta plasticidade	50-70
Plasticidade muito alta	70-90
Plasticidade extra alta	>90

O limite de liquidez faz referência à saturação do estado de hidratação das formações, onde a rocha começa a se comportar como um líquido e perde as propriedades que o fariam aglomerar no BHA (*Bottom Hole Assembly*) dos poços. Apesar da rocha perder a característica de fluido ao atingir o limite de liquidez, ela ainda possui a capacidade de ser moldada com facilidade, encontrando-se no

chamado estado plástico (Couto *et al.*, 2016). Assim, um limite de liquidez elevado favorece a permanência da formação no seu estado plástico, aumentando, como consequência, a sua plasticidade.

O índice de plasticidade, resultado da diferença entre os limites de liquidez e de plasticidade, serve como base para classificar a amostra quanto ao grau de plasticidade, conforme classificação sugerida por Jenkins (Caputo, 1988) (Tabela 4).

**Tabela 4.** Classificação das formações quanto ao grau de plasticidade (adaptada de Caputo, 1988).

<b>Classificação</b>	<b>Índice de Plasticidade (%)</b>
Fracamente plástico	$1 < IP \leq 7$
Moderadamente plástico	$7 < IP \leq 15$
Altamente plástico	$IP > 15$

Os resultados obtidos para os Índices de Atterberg e a respectiva classificação dos *pellets* quanto ao grau de plasticidade são apresentados na Tabela 5.

**Tabela 5.** Índices de Atterberg dos *pellets* e suas classificações quanto ao grau de plasticidade.

<b>Meio Líquido</b>	<b>Limite de Liquidez (%)</b>	<b>Limite de Plasticidade (%)</b>	<b>Índice de Plasticidade (%)</b>	<b>Grau de Plasticidade</b>
<b>Água</b>	73	37	36	Altamente plástico
<b>Glicerina</b>	37	32	5	Fracamente plástico
<b>Água com Glicerina</b>	53	31	22	Altamente plástico

Segundo os resultados apontados na Tabela 5, os *pellets* estudados apresentaram um índice de plasticidade de 36% na água, sendo classificados como altamente plásticos nesse meio. Na glicerina, o índice de plasticidade foi de 5%, o que gerou a classificação de fracamente plástico. Já na água com glicerina, o índice de plasticidade alcançado foi de 22%, classificando os *pellets* como altamente plásticos nesse meio. De acordo com van Oort *et al.* (2000), a reatividade das formações se mostra mais pronunciada em rochas com características plásticas.

Desta forma, os dados obtidos na Difração de Raios de X (Figuras 16 e 17) e Índices de Atterberg (Tabela 5) mostram que os *pellets* analisados são compostos predominantemente pelo argilomineral esmectita, e são classificados como altamente plásticos quando em contato com água e água com glicerina, sendo assim

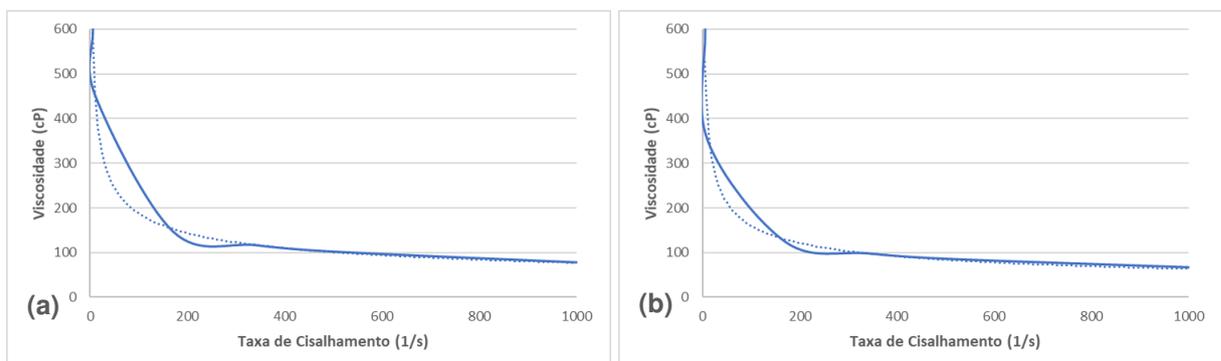
considerados análogos de formações reativas para fluidos de perfuração compostos por essas bases. Este resultado está de acordo com Hajjaji *et al.* (2010), que verificaram em seus estudos que formações onde a esmectita é o argilomineral dominante são predispostas a serem mais reativas no que diz respeito às suas características plásticas. Fontoura (2002) também observou, em suas análises, que o sistema rocha-fluido é diretamente influenciado pelas propriedades físico-químicas do sistema argila-água, pois as argilas possuem uma série de características que as tornam reativas quando em contato com fluidos de perfuração base água, como elevada área específica e expansibilidade destes minerais.

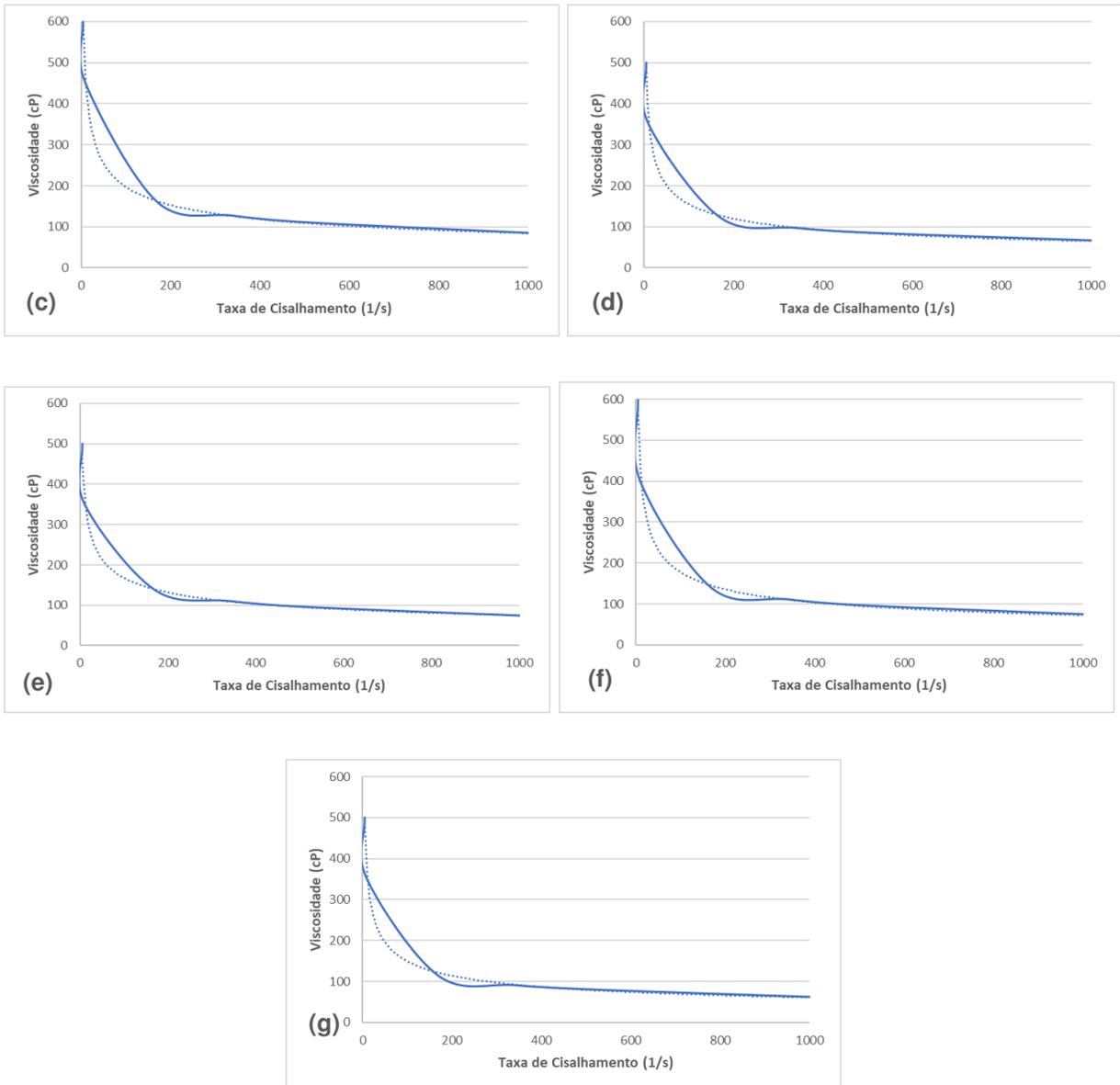
## 4.2 Caracterização dos Fluidos de Perfuração

### 4.2.1 Reologia

Na indústria de petróleo, os conhecimentos acerca da reologia irão auxiliar na análise do comportamento dos fluidos empregados nas etapas de perfuração, produção, transporte e refino. Dessa forma, o estudo reológico é de fundamental importância pois permite analisar, em termos de perfil de velocidade do fluido, a viscosidade e a tensão de cisalhamento (Ahmad, 2018).

As curvas de viscosidade de todos os fluidos de perfuração estudados, em que os valores de viscosidade ( $\mu$ ) foram plotados em relação às correspondentes taxas de cisalhamento ( $\gamma$ ), estão representadas na Figura 19.





**Figura 19.** Curvas de viscosidade para os fluidos de perfuração estudados: (a) F1; (b) F2; (c) F3; (d) F4; (e) F5; (f) F6; (g) F7.

Segundo as curvas de viscosidade mostradas na Figura 19, todos os fluidos de perfuração estudados apresentam comportamento reológico adequado ao modelo da potência (Ostwald de Waale). Deste modo, o comportamento reológico dos fluidos foi caracterizado a partir dos parâmetros que definem este modelo, ou seja, por meio do índice de consistência ( $K$ ) e do índice de comportamento ( $n$ ) (Equação 10).

$$\mu = K(\dot{\gamma})^{n-1} \quad (10)$$

O índice de comportamento ( $n$ ), o índice de consistência ( $K$ ) e o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) obtidos para os fluidos de perfuração estudados são apresentados na Tabela 6.

**Tabela 6.** Índices de fluxo, de consistência e coeficiente de determinação dos fluidos de perfuração.

Fluido de Perfuração	K (cP)	n	R <sup>2</sup> (%)
F1	1219	0,602	98,4
F2	1035	0,596	99,2
F3	1501	0,608	99,7
F4	1148	0,596	99,3
F5	1175	0,612	99,6
F6	1152	0,626	98,3
F7	916	0,616	99,1

Conforme os resultados apresentados na Tabela 6, algumas informações importantes podem ser inferidas. Os dados foram ajustados ao modelo da potência (Ostwald de Waale) de forma satisfatória, o que pode ser comprovado pelos valores de  $R^2$  estarem próximos de 1. O índice de consistência ( $K$ ) é um indicativo da natureza viscosa do sistema (Ibanoglu, 2002), logo, verifica-se que o fluido F3 é o que apresenta o maior índice de consistência, indicando assim, uma maior viscosidade, e conseqüentemente maior resistência ao escoamento do fluido.

O índice de comportamento ( $n$ ) indica fisicamente o afastamento do fluido do modelo Newtoniano. Fluidos nos quais o índice de comportamento se aproxima de 1 apresentam comportamento próximo ao Newtoniano. Para fluidos em que o índice de comportamento se encontra no intervalo entre 0 e 1, como é o caso dos fluidos estudados, o comportamento é pseudoplástico, isto é, apresentam decréscimo de viscosidade quando a taxa de cisalhamento aumenta (Machado, 2002), aspecto desejável em fluidos de perfuração.

A diminuição da viscosidade à medida que a taxa de cisalhamento aumenta é conhecida como afinamento por cisalhamento. Com o aumento da taxa de cisalhamento, as partículas alinham-se em direção ao fluxo, e este alinhamento de partículas ou moléculas facilita o deslizamento em fluxo, reduzindo a viscosidade (Machado, 2002). Em geral, este é um comportamento desejável porque a viscosidade

será relativamente mais baixa em altas taxas de cisalhamento, que prevalecem nos tubos de perfuração, reduzindo assim as pressões de bombeamento e, relativamente alta em baixas taxas de cisalhamento, que prevalecem no espaço anular, aumentando assim a capacidade de carreamento dos cascalhos.

Os resultados obtidos para os parâmetros reológicos VA, VP, LE e FG dos fluidos de perfuração estão apresentados na Tabela 7.

**Tabela 7.** Parâmetros reológicos dos fluidos de perfuração.

<b>Fluido de Glicerina</b>	<b>VA (cP)</b>	<b>VP (cP)</b>	<b>LE (lbf/100ft<sup>2</sup>)</b>	<b>FG</b>
<b>F1</b>	77,5	53,0	49,0	0,0
<b>F2</b>	65,5	46,0	39,0	4,0
<b>F3</b>	83,5	57,0	53,0	1,0
<b>F4</b>	66,2	47,0	38,5	1,0
<b>F5</b>	74,0	51,5	45,0	2,0
<b>F6</b>	73,5	51,0	45,0	1,0
<b>F7</b>	62,0	43,0	38,0	0,0

O limite de escoamento é outro parâmetro que indica a resistência ao fluxo, e conforme Gray *et al.* (1980), expressa o valor mínimo de tensão cisalhante que deve ser aplicado ao fluido para que este inicie o escoamento. Por meio dos valores apresentados na Tabela 7, verificou-se que o fluido F3 foi o que se apresentou mais viscoso, obtendo uma velocidade aparente de 83,5 cP, e o que possuiu maior valor para o limite de escoamento, 53,0 lbf/1000ft<sup>2</sup>. Estes resultados se consolidam com o obtido na Tabela 6 para o índice de consistência, e reforçam a maior resistência desse fluido ao escoamento, quando comparado aos demais fluidos estudados.

Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, ou seja, adquirem um estado semirrígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão em movimento. A diferença entre a força gel final e a força gel inicial indica o grau de tixotropia, isto é, a capacidade do fluido se gelificar com o tempo, impedindo a sedimentação de partículas sólidas. Por meio dos resultados apresentados na Tabela 7, observa-se que existiu uma diferença entre as medidas de força gel inicial e final para todos os fluidos com exceção do F1 e do F7, ou seja, para os fluidos F2, F3, F4, F5 e F6, apesar de gelificado, o sistema possui uma boa capacidade de

recuperar a fluidez e retornar ao estado “sol” com o aumento da taxa de cisalhamento, assim como possui a capacidade manter os cascalhos suspensos durante o repouso (Sousa Santos, 1989), quando a operação de perfuração é interrompida, evitando assim sua decantação e possível prisão da coluna.

Valores de força gel inicial ( $G_i$ ) e final ( $G_f$ ) não podem ser nem muito elevados, nem muito baixos. Se  $G_i$  e  $G_f$  forem muito elevados, ao reiniciar-se a perfuração após uma parada, uma alta viscosidade exigiria grande esforço mecânico, e se forem muito baixos podem ocasionar o entupimento do poço devido a não sustentação dos cascalhos (Barros, Lachter, Nascimento 2007).

### 4.3 Interação entre Minerais Expansíveis e Fluidos de Perfuração

#### 4.3.1 Teste de Acreção

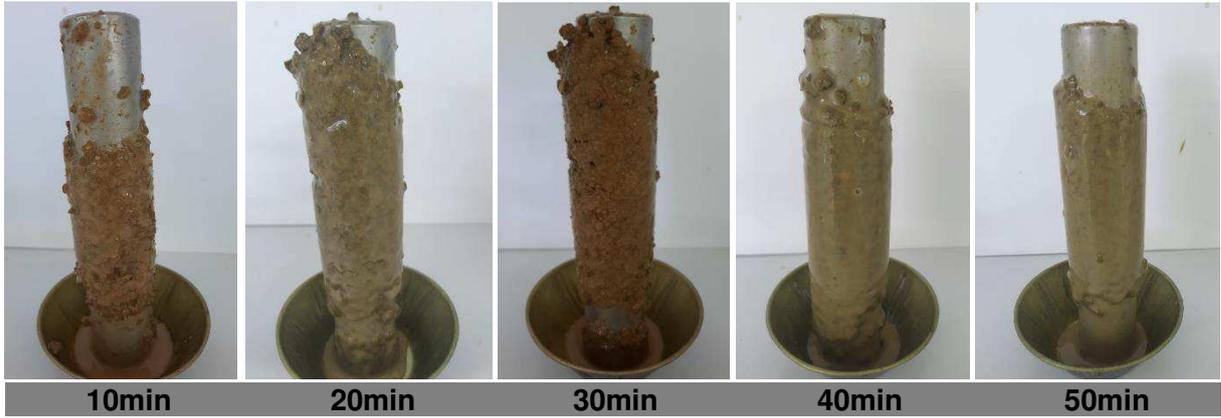
As Figuras 20, 21, 22, 23, 24, 25 e 26 mostram o aspecto dos *pellets* acrescidos na barra de aço após o teste de acreção com os fluidos estudados para os tempos de 10, 20, 30, 40 e 50 minutos.



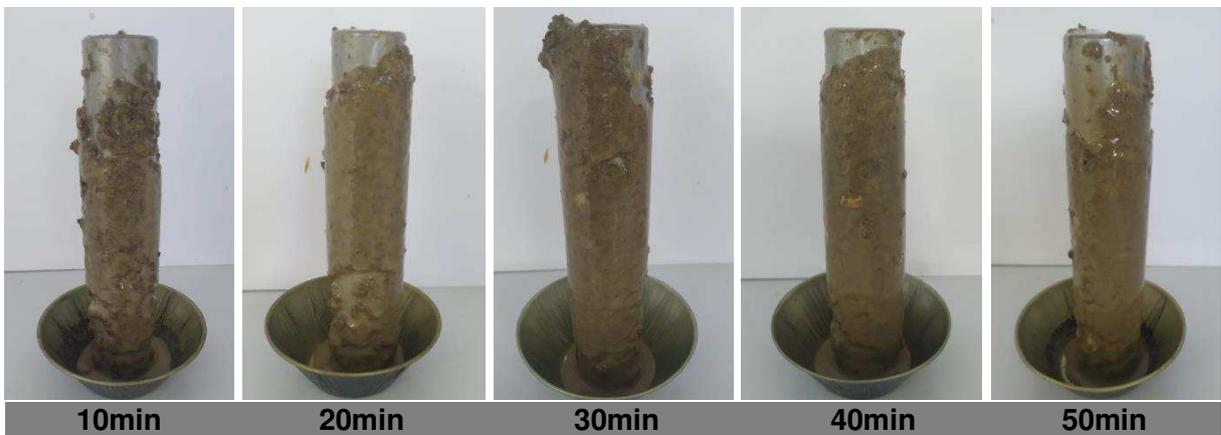
Figura 20. Acreção dos *pellets* com utilização do fluido F1 (sem inibidor).



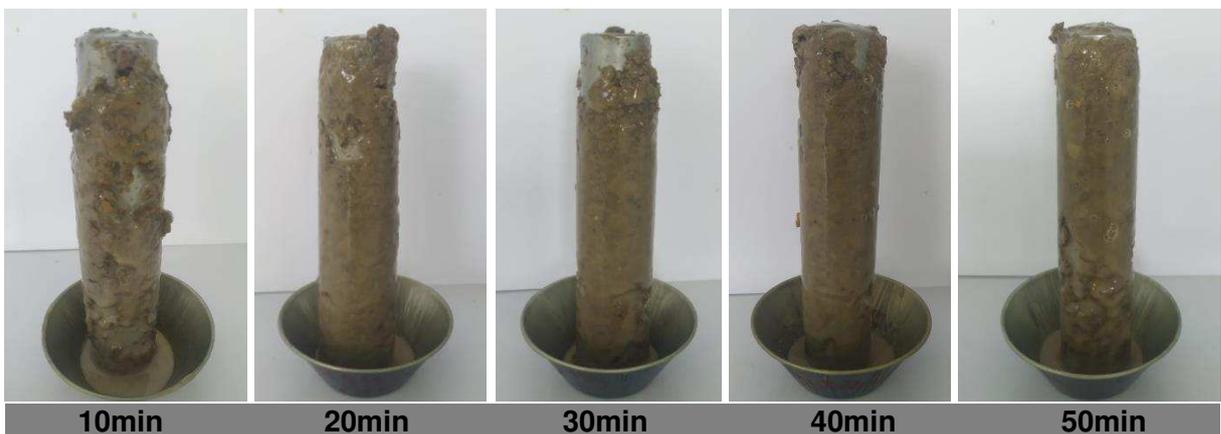
Figura 21. Acreção dos *pellets* com utilização do fluido F2 (com KCl).



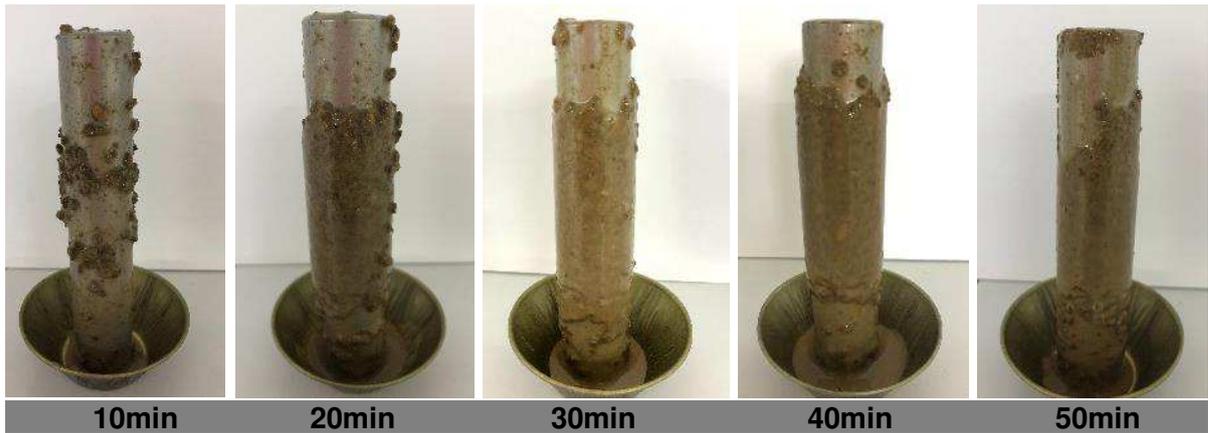
**Figura 22.** Acreção dos *pellets* com utilização do fluido F3 (com BDF 994, com BDF 995 e com KCl).



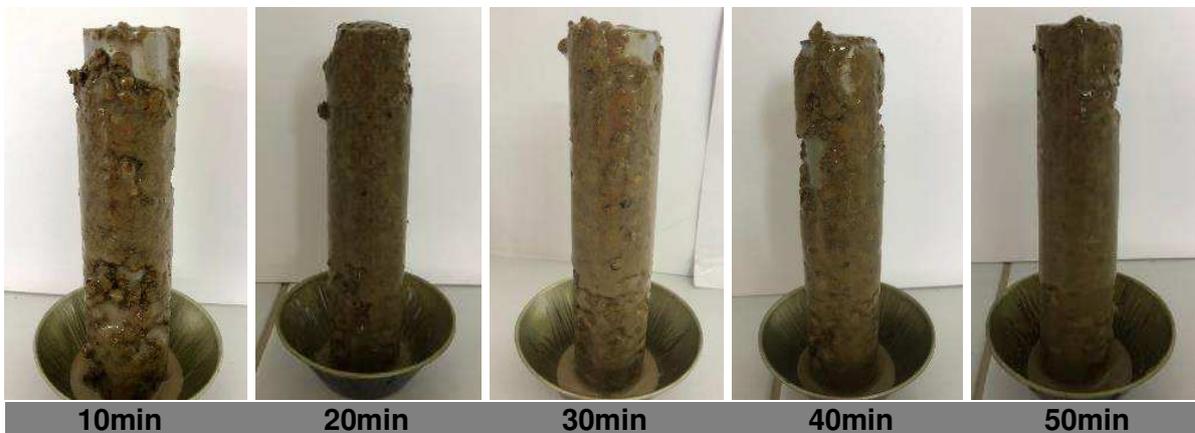
**Figura 23.** Acreção dos *pellets* com utilização do fluido F4 (com BDF 994 e com KCl).



**Figura 24.** Acreção dos *pellets* com utilização do fluido F5 (com BDF 994).



**Figura 25.** Acreção dos *pellets* com utilização do fluido F6 (com BDF 995 e com KCl).



**Figura 26.** Acreção dos *pellets* com utilização do fluido F7 (com BDF 995).

Por meio das imagens apresentadas nas Figuras 20, 21, 22, 23, 24, 25 e 26, foi possível observar que o fenômeno de acreção, em quase todos os casos, mostrou-se mais pronunciado após o tempo de 10 minutos de exposição aos fluidos de perfuração, com percentuais de acreção máximos ocorrendo entre 20 e 50 minutos. Os *pellets*, dispostos em uma estreita distribuição de tamanhos (3,35 – 4,75mm), passam por um processo de deformação antes de formarem uma camada agregada mais uniforme, gerando o fenômeno de acreção. Pode-se ressaltar ainda que, todos os fluidos estudados possuem um perfil de acreção muito amplo, e o fluido F6 (Figura 25) demonstra precisar de um tempo mais longo para que o processo de acreção ocorra.

A Tabela 8 apresenta os valores de acreção em função do tempo para os *pellets*, após o teste com os fluidos de perfuração estudados.

**Tabela 8.** Percentuais de acreção dos *pellets*.

Fluido de Glicerina	Acreção (%)				
	10min	20min	30min	40min	50min
<b>F1</b>	75,67	79,92	78,61	71,77	64,86
<b>F2</b>	42,55	59,91	61,89	61,93	50,70
<b>F3</b>	44,35	71,27	71,25	69,58	65,19
<b>F4</b>	47,36	62,38	66,89	62,94	55,47
<b>F5</b>	80,20	83,39	77,26	72,88	66,35
<b>F6</b>	15,88	51,76	54,41	58,91	44,17
<b>F7</b>	81,70	78,63	79,26	70,18	67,94

A acreção dos *pellets* com utilização do fluido F5 foi a que apresentou maior valor entre todas as variáveis consideradas, de 83,39%, a 20 minutos de exposição. Com o fluido F7, foi mensurada uma acreção máxima de 81,70% a 10 minutos de exposição. Para os fluidos F1 e F3 foram observados valores máximos de 79,92 e 71,27% para a acreção, respectivamente. Para o fluido F4, o valor máximo de acreção observado foi de 66,89% a 30 minutos. Já para as amostras F6 e F2 foram observadas as menores acreções dentre os parâmetros em estudo, cujos valores alcançaram máximos de 61,93 e 58,91%, respectivamente, a 40 minutos de exposição.

Quando a acreção atinge seu valor máximo, os *pellets* formam uma camada uniforme de material acrescido em torno das barras, devido a redução da entrada de água para o interior dos cascalhos, reduzindo assim a taxa de hidratação da formação e fazendo com que ela permaneça no seu estado plástico. Após o pico máximo, ao se aumentar o tempo, é possível perceber que para todos os fluidos há um decréscimo nos valores de acreção obtidos, isto é, os *pellets* entram em um estado de hidratação prolongada, no qual seus limites líquidos são superados, o que diminui os percentuais da acreção para todos os fluidos de perfuração utilizados.

Pivovarski *et al.* (2019) notaram, em seus estudos, que conforme o tempo no qual a bentonita fica inserida na água aumenta, há uma diminuição na taxa de inchamento medida, sugerindo assim que a bentonita possui um potencial de inchamento. Ou seja, para instantes iniciais nos quais os *pellets* absorveram pouca água, seu aumento volumétrico por unidade de tempo é grande. Entretanto, ele decai exponencialmente com o transcorrer do tempo.

Dessa forma, o comportamento dos *pellets* no teste de acreção, em relação ao tempo, pode ser associado à teoria da plasticidade das argilas e explica-se em função dos índices de Atterberg. Segundo Campos *et al.* (1999), a plasticidade das argilas é resultante das forças de atração das partículas de minerais expansíveis carregadas eletricamente e da ação lubrificante que a água exerce nas partículas. Logo, o estado plástico é atingido quando há água suficiente para envolver a superfície dos minerais, facilitando o deslizamento das lamelas umas sobre as outras quando uma tensão tangencial for aplicada orientando as partículas de argila na direção do fluxo. O teor de argila de uma determinada formação irá influenciar nas suas propriedades plásticas, pois quanto mais plástica for a rocha, maior será a tendência ao fenômeno de acreção.

Ainda, o fenômeno de interação da glicerina com os *pellets* pode ser explicado em concordância com Steiger (1993), que considera a existência de interações eletrostáticas importantes entre os grupos hidroxilas da glicerina e os sítios iônicos e polares presentes em materiais argilosos. As moléculas de glicerol são preferencialmente adsorvidas nos sítios ativos da argila, provocando o deslocamento das moléculas de água ali presentes (Bradley, 1945; Bloys *et al.*, 1994). Dessa forma, há a possibilidade de a glicerina adsover à dupla camada iônica, podendo alterar estados de agregação e dispersão do sistema. Considera-se que devem existir interações eletrostáticas importantes entre os grupos hidroxilas da glicerina e os sítios iônicos e polares da argila, além das interações intermoleculares por pontes de hidrogênio entre glicerina e água, que já são mais conhecidas.

Considerando as semelhanças existentes entre o etileno glicol e a glicerina, entende-se que a adição deste tri-álcool na lama hidroargilosa atua no aumento do espaçamento interlamelar do aluminossilicato, uma vez que a presença de grupos hidroxila ao redor de sua cadeia favorece uma forte interação com as lamelas da argila, além de também interagir com as moléculas de água – cada molécula de glicerina é capaz de “ligar-se” a oito moléculas de água por pontes de hidrogênio. Caso o conjunto intermolecular “glicerina-água” adentre no espaço interlamelar, há um aumento na expansão, devido ao relevante efeito estérico ocasionado pelo volume dessa estrutura. Isso favorece ao aumento da hidratação.

Segundo van Oort *et al.* (2000), inibidores são utilizados nos fluidos de perfuração com o objetivo de minimizar a instabilidade de formações reativas. A partir da análise entre os fluidos F1 e F2, observou-se que a presença do KCl atuando

isoladamente como inibidor proporciona uma diminuição nos percentuais de acreção. Contudo, mesmo com a ação desse inibidor, a taxa observada foi substancialmente alta para fenômenos de acreção.

O teste de acreção com o fluido F1, sem nenhum tipo de inibidor, demonstrou que os *pellets* possuem elevada reatividade quanto às suas características plásticas, caso previsto, em virtude dos significantes teores de minerais expansíveis que eles apresentaram. Além disso, também foi possível observar que o fluido de perfuração à base de glicerina não demonstrou capacidade de estabilizar a formação reativa, resultando no processo de acreção.

Com a análise dos fluidos F6 e F7, é possível inferir que o BDF 995, quando utilizado como único inibidor na composição do fluido, não se mostrou eficiente, apresentando a segunda maior taxa de acreção (81,70%) entre todos os testes realizados. Em contrapartida, ao adicionar à composição o KCl, houve uma redução de 22,79% no percentual de acreção. Esse pressuposto também foi observado entre os fluidos F4 e F5. Ao utilizar o BDF 994, alcançou-se o maior valor de acreção para o estudo realizado (83,39%), evidenciando a ineficácia do BDF 994 como inibidor de expansão. Com o acréscimo do KCl ao fluido, houve uma redução de 16,5% no percentual de acreção.

O teste de acreção dos *pellets* utilizando-se o fluido F3, que possui em sua composição os dois tipos de BDF (BDF 994 e BDF 995) e o KCl, apresentou um percentual de acreção de aproximadamente 71% para os tempos de 20 e 30 minutos, reforçando os resultados observados com o uso dos demais fluidos, ou seja, os inibidores BDF 994, BDF 995 e KCl, isolados e em conjunto, não se mostraram satisfatórios em inibir o inchamento do minerais expansíveis presentes nos *pellets*, possibilitando assim, a ocorrência do fenômeno de acreção.

De acordo com Khodja (2008), a formulação do fluido de perfuração precisa ser adequada às características da formação que será perfurada. Formações que possuem afinidade com a água e elevado grau de plasticidade necessitam de aditivos eficientes contra o fenômeno de acreção. Deste modo, os testes de acreção realizados, de maneira geral, demonstraram que os *pellets* possuem elevada reatividade no que diz respeito às suas características plásticas, fato esperado devido aos apreciáveis teores de minerais expansíveis e os seus altos índices de plasticidade para os meios líquidos dos fluidos de perfuração estudados, evidenciados nos dados obtidos na Difração de Raios X e Índices de Atterberg.

## 5. CONCLUSÕES

Com o objetivo de realizar uma análise da interação entre minerais expansíveis presentes em formações reativas e fluidos de perfuração à base de glicerina, na concepção e extensão do fenômeno de acreção em poços de petróleo, pôde-se concluir que:

- Os *pellets* apresentaram predominância de argilominerais do grupo da esmectita, o que se configura como forte evidência de reatividade com alto grau de expansão;
- Quanto ao limite de liquidez, os *pellets* foram classificados como de plasticidade muito alta, alta e intermediária nos meios líquidos água, água com glicerina e glicerina, respectivamente, que compõem a base do fluido de perfuração estudado;
- Segundo o grau de plasticidade, os *pellets* foram classificados como altamente plásticos quando em contato com água e com água com glicerina;
- O fluido em que se utilizou os 3 tipos de inibidores (BDF 994, BDF 995 e KCl) em sua composição, apresentou os maiores valores, dentre os fluidos estudados, para o índice de consistência, viscosidade aparente e limite de escoamento, indicando assim, uma maior resistência ao escoamento;
- Os percentuais de acreção foram significativos para todos os fluidos de perfuração e tempos estudados, indicando que a utilização da glicerina nos fluidos não proporcionou capacidade de estabilização das formações reativas;
- Os inibidores (BDF 994, BDF 995 e KCl), isolados e em conjunto, não se mostraram satisfatórios em reduzir o fenômeno de acreção.

Perante o exposto, evidencia-se que apesar de ser um fluido de base aquosa com comportamento de um fluido base oleosa sintética, o fluido de perfuração glicerinado não se mostrou eficiente em impedir o fenômeno de acreção. Se utilizado para atravessar, durante a perfuração de poços, formações altamente plásticas e que possuem argilominerais esmectíticos de forma predominante, a exemplo de folhelhos reativos, haverá possibilidade de ocorrer problemas de instabilidade, como a aglomeração e acreção de cascalhos. Além disso, a presença de inibidores de inchamento de argila nos fluidos glicerinados não atua de forma positiva, de modo a evitar ou mesmo reduzir o processo de acreção.

## 6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Propondo-se contribuir para pesquisas futuras que permitam a continuação do presente trabalho, sugerem-se os seguintes pontos:

- Estudar diferentes tempos de exposição aos fluidos de perfuração glicerinados visando analisar o comportamento do fenômeno de acreção dos *pellets* de bentonita em tempos inferiores a 10 minutos e superiores a 50 minutos;
- Avaliar a eficiência, em diversas concentrações, de inibidores diferentes dos estudados neste trabalho;
- Diversificar a quantidade de glicerina utilizada, para avaliar a influência do seu teor nas características dos fluidos de perfuração;
- Propor novas quantidades de aditivos utilizados nos fluidos de perfuração glicerinados, de modo a se encontrar uma composição ideal que promova resultados satisfatórios na redução do inchamento de minerais expansíveis, e conseqüentemente nos fenômenos de acreção que ocorrem na perfuração de formações reativas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT. **NBR 6457 – Amostras de Solo: Preparação para Ensaio de Compactação e Ensaio de Caracterização**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, 1986.
- ABNT. **NBR 6459 – Solo: Determinação do Limite de Liquidez**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, 1984a.
- ABNT. **NBR 7180 – Solo: Determinação do Limite de Plasticidade**. Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, 1984b.
- AHMAD, H. M.; KAMAL, M. S.; AL-HARTHI, M. A. Effect of Thermal Aging and Electrolyte on Bentonite Dispersions: Rheology and Morphological Properties. **Journal of Molecular Liquids**, v. 269, p. 278-286, 2018.
- ANDERSON, R. L.; RATCLIFFE, I.; GREENWELL, H. C.; WILLIAMS, P. A.; CLIFFE, S.; COVENEY, P. V. Clay Swelling - A Challenge in the Oilfield. **Earth-Science Reviews**, v. 98, n. 3-4, p. 201-216, 2010.
- API. **API 13G: 1991 – Recommended Practice for Drilling Mud Report Form**. American Petroleum Institute, 1991.
- APOLÔNIO, T. G.; AMORIM, L. V.; LEAL, C. A. Correlação entre a Composição Química e Mineralógica e as Características Plásticas de Folhelhos do Nordeste do Brasil. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v. 15, n. 2, 102-109, 2020.
- ASEF, M. R.; FARROKHROUZ, M. **Shale Engineering: Mechanics and Mechanisms**. CRC Press, 2013.
- BELL, F. G. **Engineering Geology**. Elsevier, 2nd Edition, 207-248. London, 2007.
- BARROS, A. O.; LACHTER, E. R.; NASCIMENTO, R. S. V. N **Estabelecimento de Correlações Estrutura Propriedades de Acetais para Fluidos de Perfuração**. In: 4º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás – PDPETRO. Campinas, Brasil, 2007.
- BLOYS, B.; DAVIS, N.; SMOLEN, B.; BAILEY, L.; HOUWEN, O.; REID, P.; SHERWOOD, J.; FRASER, L.; HODDER, M. Designing and Managing Drilling Fluid. **Oilfield Review**, v. 6, n. 2, p. 33-43, 1994.
- BOL, G. M.; WONG, S. W.; DAVIDSON, C. J.; WOODLAND, D. C. Borehole Stability in Shales. **SPE Drilling & Completion**, v. 9, n. 02, p. 87-94, 1994.
- BORGES, S. M. S.; ALMEIDA, P. M. M.; QUINTELLA, C. M. **Recuperação Secundária de Petróleo Parafínico com Injeção de Glicerina Bruta (GB), Co-Produto do Biodiesel, em Função da Porosidade**. Resumos da 30ª Reunião Anual da Sociedade Brasileira de Química, Águas de Lindóia, Brasil, 2007.

BRADLEY, W. F. Molecular Associations Between Montmorillonite and some Polyfunctional Organic Liquids. **Journal of the American Chemical Society**, v. 67, n. 6, p. 975-981, 1945.

CAMPOS, L. F. A.; MACEDO, R. S.; KIYOHARA, P. K.; FERREIRA, H. C. Características de Plasticidade de Argilas para uso em Cerâmica Vermelha ou Estrutural. **Cerâmica**, v. 45, n. 295, p. 140-145, 1999.

CAPUTO, H. M. **Mecânica dos Solos e suas Aplicações**. LTC, 6ª Edição, vol. 1. Rio de Janeiro, 1988.

CASTELLÓ, M; DWECK, J; ARANDA, D. Thermal Stability and Water Content Determination of Glycerol by Thermogravimetry. **Journal of Thermal Analysis and Calorimetry**, v. 97, n. 2, p. 627-630, 2009.

CHAPMAN, M.T. **Apparatus for and Process of Sinking Wells**. US Patent Nº. 443,069, 1890.

CIVAN, F. **Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation**. Gulf Publishing Company Houston, Texas, 2000.

CLIFFE, S.; YOUNG, S. **Agglomeration and Accretion of Drill Cuttings in Water-based Fluids**. In: AADE-08-DF-HO-10 AADE Fluids Conference and Exhibition held at the Wyndam Greenspoint Hotel, Houston (USA), 2008.

CORREA, C. C.; CRUZ, G. F.; VAZ JR., A. S. L; ARAUJO, B. S. A.; SILVA, A. A.; RODRIGUES, R. A.; LOMBA, R. F. T.; WALDMANN, A. T. A. Avaliação do Potencial Uso de Bioglicerina como Base para Formulação de Fluidos de Perfuração Aquosos Para Poços de Petróleo e Gás. **Química Nova**, v. 40, n. 4, pp. 378-387, 2017.

COUTO, B. O. C.; PEREIRA, E. L.; GOMES, R. C.; FERREIRA, L. D. **Correlação entre os Valores do Limite de Liquidez Obtidos pelos Métodos de Casagrande e Cone de Queda Livre para Diferentes Materiais**. XVIII Congresso Brasileiro de Mecânica dos Solos e Engenharia Geotécnica – COBRAMSEG, 19-22. Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil, Outubro, 2016.

DANESHFAR, R.; MOGHADASI, J.; BASSIR, S.; KAMRANFAR, P. **Shale Hydration Inhibitive Materials as a Solution for the Formation Damage: A Review**. In: The Sixth International Conference on Oil, Gas, Refining & Petrochemical. Iran, 2018.

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

DASHNAU, J. L.; NUCCI, N. V.; SHARP, K. A.; VANDERKOOI, J. M. Hydrogen Bonding and the Cryoprotective Properties of Glycerol/Water Mixtures. **The Journal of Physical Chemistry B**, v. 110, n. 27, p. 13670-13677, 2006.

DÍAZ-PÉREZ A.; CORTÉS-MONROY I.; ROEGIERS J. C. The Role of Clay/Water Interaction in the Shale Characterization. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 58, p.83-98, 2007.

ERZIN, Y.; EROL, O. Swell Pressure Prediction by Suction Methods. **Engineering Geology**, v. 92, p. 133–14, 2007.

ESLINGER, E.; PEAVER, D. **Clay Minerals for Petroleum Geologists and Engineers**. SEPM Short Course Notes n° 22, ix + 405 pp. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Tulsa, 1988.

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A. M; RISNES, R. **Petroleum Related Rock Mechanics**. Elsevier Science Publishing Company Inc, 2nd Edition. New York, USA, 2008.

FONSECA FILHO, H. D.; LOPES, G. A. C. **Avanços em Caracterização de Amostras Sólidas Cristalinas Através de Difractometria de Raios-X**. Periódicos Unifap, v. 3, n.1, p. 31-45. Macapá, jan. – jun., 2013.

FONTOURA, S. A. B. Lade and Modified Lade 3D Rock Strength Criteria. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, v. 45, p. 1001-1006, 2002.

FRYDMAN, M.; FONTOURA, S. A. B. **Modeling Aspects of Wellbore Stability in Shales**. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Argentina, 2001.

FUENKAJORN, K.; DAEMEN, J. J. **Sealing of Boreholes in Rock: An Overview**. In: 2nd North American Rock Mechanics Symposium. American Rock Mechanics Association, 1996.

GANDELMAN, R.; LEAL, R. A. F.; GONÇALVES, J.; ARAGÃO, A. F. L.; LOMBA, R. F. T.; MARTINS, A. L. **Study on Gelation and Freezing Phenomena of Synthetic Drilling Fluids in Ultra Deep Water Environments**. In: SPE/IADC Drilling Conference. SPE. January, 2007.

GEEHAN, T.; MCKEE, A. **Drilling Mud: Monitoring and Managing It**. Oilfield Review, 41-49, 2000.

GHOLAMI, R.; ELOCHUKWU, H.; FAKHARI, N.; SARMADIVALEH, M. A Review on Borehole Instability in Active Shale Formations: Interactions, Mechanisms and Inhibitors. **Earth-Science Reviews**, v. 177, p. 2-13, 2018.

GLANVILLE, T.; JOST, M. **Successfully Plugging Your Abandoned Well**. Iowa State University – University Extension. PM 1328, revised. Ames, Iowa, 1995.

GRAY, G. R.; DARLEY, H. C. H.; ROGERS, W. F. **Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids**. Gulf Publishing Company, Book Division, 1980.

GRIM, R. E. **Clay Mineralogy**. McGraw-Hill, 51-122, 1968.

GROFF, F.; FRIEG, B.; TOSHIHIRO, S.; BÖRGESSON, L.; JEFFERIES, N. L. **Sealing Site Investigation Boreholes: Phase 2. Task 5: Techniques Used in the Oil and Gas Industry for Placing Materials in Boreholes. Potential Application to Generic**

**Sealing Concepts for the RWM Siting Programme.** Nuclear Decommissioning Authority, ISBN, 2016.

HAJJAJI, W.; MOUSSI, B; HACHANI, M.; MOUNIR, M.; GALINDO, A.; ROCHA, F.; LABRINCHA, J. A.; JAMOSSI, F. The Potential Use of Tithonian – Barremian Detrital Deposits from Central Tunisia as Raw Materials for Ceramic Tiles and Pigments. **Applied Clay Science**, vol. 48, p. 552-560, 2010.

IBANOGLU, E. Rheological Behavior of Whey Protein Stabilized Emulsions in the Presence of Gum Arabic. **Journal of Food Engineering**, v. 52, n. 3, p. 273-277, 2002.

ISMAIL, I.; HUANG, A. P. The Application of Methyl Glucoside as Shale Inhibitor in Sodium Chloride Mud. **Jurnal Teknologi**, 50, p. 53–65, 2009.

ISO. **ISO 10416 – Petroleum and Natural Gas Industries – Drilling Fluids – Laboratory Testing.** International Organization for Standardization. Geneva, 2008.  
KELLER, E. A. **Environmental Geology.** Eighth Edition. Prentice Hall, USA, 2008.

KHODJA, M. **Drilling Fluid: Performance Study and Environmental Consideration.** Thesis National Polytechnic Institute, Toulouse, France, 2008.

KIRK, R. E.; OTHMER, D. F. **Encyclopedia of Chemical Technology.** 4th ed., Wiley: New York, 2001.

LEAL, C. A.; BRUNET, M. N. C.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L.; NOGUEIRA, F. C. C.; COSTA, W. R. P. Influence of Reactivity and Mineralogical Composition on Instability Due to the Disintegration of Shales from Paraíba and Ceará States, Brazil. **Cerâmica**, 65 (375), 400-406. Epub, 2019.

LEITE, R. B.; ARAÚJO, P. M. A. G.; BATISTA, H. A.; SANTOS, P. T. A.; BEZERRA, D. C.; COSTA, A. C. F. M. Avaliação da Temperatura de Aquecimento Externo na Síntese por Reação de Combustão para Obtenção da Hidroxiapatita. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v. 13, n. 2, p. 119-126, 2018.

LUCENA, D. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Formações Reativas relacionadas à Indústria do Petróleo: Uma Breve Revisão da Literatura. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v. 10, n. 2, p. 50-55, 2015.

LUMMUS, J. L.; AZAR, J. J. **Drilling Fluids Optimization a Pratical Field Approach.** Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.

MACEDO, R. S.; MENEZES, R. R.; NEVES, G. A.; FERREIRA, H. C. Estudo das argilas usadas em cerâmica vermelha. **Cerâmica**, v. 54, n. 332, p; 411-417, 2008.

MACHADO, J.C.V. **Reologia e Escoamento de Fluidos: Ênfase na Indústria de Petróleo** – Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2002.

MALGARESI, G. V. C.; VAZ, A. S. L.; CORREA, C. C.; CUZ, G; LOMBA, R.; WALDMANN, A. A New Crude-Glycerin-Based Drilling Fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 160, p. 401-411, 2018.

MENEZES, R. R.; SOUTO, P. M.; SANTANA, L. N. L.; NEVES, G. A.; KIMINAMI, R. H. G. A.; FERREIRA, H. C.; Argilas Bentoníticas de Cubati, Paraíba, Brasil: Caracterização Física-Mineralógica. **Cerâmica**, v. 55, p. 163-169, 2009.

MOHAMMED, K.; AMANULLAH, M.; ARAMCO, S.; SULTAM, A. S.; HOSSAIN, E.; ABDULRAHEEM, A. **Chemical and Mechanical Aspects of Wellbore Stability in Shale Formations: A Literature Review**. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, 2014.

MUELLER, H.; CLAUS-PETER, H.; BONGARDT, F.; HERZOG, N.; VON TAPAVICZA, S. **Lubrificantes para Fluidos de Perfuração**. US Patent N° 6806235, 2004.

O'BRIEN, D. E.; CHENEVERT, M. E. Stabilizing Sensitive Shales with Inhibited, Potassium-Based Drilling Fluids. **Journal of Petroleum Technology**, v. 25, n. 09, p. 1.089-1.100, 1973.

OSISSANYA, S. O.; ENILARI, M. G.; AYENI, K.B. Development and Evaluation of Various Drilling Fluids for Slim Hole Wells. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 48, p. 30-32, 2009.

PALAZZO, S. A. O Fluido de Perfuração no HDD. Boletim Técnico de MND, **Revista OE - O Empreiteiro**, 2020.

PERRY, R. H.; GREEN, D. W.; MALONEY, J. O. **Perry's Chemical Engineers' Handbook**. Seventh, International edition, 1997.

PETROBRAS. **Bentonita em Grânulos (Pellets) para Operações de Abandono em Poço**. Especificação Técnica N° ET-3000.00-1210-010-PPQ-009, 2019.

PEREIRA, E. Fluido de Perfuração – O Uso de Inibidores de Argilas como Solução de Problemas em Sondagens. **Revista Águas Subterrâneas**. 2001.

PIVOVARSKI, R. G.; DAROZ, V.; LUGARINI, A.; FRANCO, A. T.; LOUREIRO, S.; WALDMANN, A. T. A.; MARTINS, A. L. **Testes de Hidratação Estáticos e Dinâmicos de Pellets de Bentonita para P&A**. Encontro Nacional de Construção de Poços de Petróleo e Gás – ENAHPE, 74. Agosto, Serra Negra, São Paulo, Brasil, 2019.

PORMERLAU, D. G. **Glycerol Based Drilling Fluids**. US 2009/0143254 A1, United States, 2009.

RABE, C.; FONTOURA, S. A. B. **Efeito dos Sais Orgânicos nas Propriedades Físico-Químicas de Folhelhos**. Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás – Rio Oil and Gas. Rio de Janeiro, 2003.

RABE, C.; CHERREZ, J. O. **Laboratory Characterization of Norwegian North Sea Shale**. In: 5<sup>th</sup> Asian Rock Mechanics Symposium, v. 1. p. 37-44, 2009.

REID, P. I.; MINTON, R. C.; TWYNAM, A. **Field Valuation of a Novel Inhibitive Water-Based Drilling Fluid for Tertiary Shales**. SPE 24979, European Petroleum Conference. Cannes, France, 16-18. November 1992.

RIVALDI, J. D.; SARROUH, B. F.; FIORILO, R.; SILVA, S. S. **Glicerol de Biodiesel**. *Biotecnologia, Ciência e Desenvolvimento*. 37, 44. 2007.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projeto de Poços de Petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos**. Editora Interciência: Petrobras. Rio de Janeiro, 2007.

SILVA, S. P.; ESTEVÃO, L. R. M.; CSABA, N.; NASCIMENTO, R. S. V.; Clays Basal Spacings Effect on Fire Retardant Properties of Polymeric Materials by Thermal Analysis. **Journal of Thermal Analysis and Calorimetry**, v. 106, p. 535- 539, 2011.

SOARES, V. L. P.; LACHTER, E. R.; RODRIGUES JR., J. A.; BATISTA, L. N.; NASCIMENTO, R. S. V. New Applications for Soybean Biodiesel Glycerol. **Soybean: Applications and Technology**. IntechOpen, pp. 151–172, 2011.

SOUZA, N. A. F.; LINS, M. C. M.; BATISTA, R. F.; GOMES, R. T. **Uso de Biomassa para Produção Energética**. In: X Jornada de Ensino, Pesquisa e Extensão da UFRPE, Recife, Brasil, 2010.

SOUZA SANTOS, P. **Ciência e Tecnologia de Argilas**. vol. 1. 408p. Editora Edgard Blücher Ltda. São Paulo, 1989.

STEFAN, P. **Efeito dos Sais de Na, K, Ca, Mg, Ba e Sr sobre as Propriedades da Lama (Drilling Mud) nas Perfurações Profundas de Petróleo e Sal-Gema**. 3ed. Livraria Regina LTDA. Sergipe, 1956.

STEIGER, R. P. **Nontoxic, Nonchloride, Water-Base, Inhibitive Fluid to Stabilize Water Sensitive Shale**. U.S. Patent N° 5198415, 1993.

TAN, C. P.; RICHARDS, B. G.; RAHMAN, S. S. **Effects of Swelling and Hydrational Stress in Shales on Wellbore Stability**. Society of Petroleum Engineers, paper SPE38057, p. 345-349. Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, Apr., 1997.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

TOWLER, B. F.; HYWEL-EVANS, D.; FIROUZI, M. Failure Modes for Hydrated Bentonite Plugs Used in Well Decommissioning Operations. **Applied Clay Science**, v. 184, p. 105385, 2020.

VAN OORT, E.; E&P, S. I.; BLAND, R.; INTEQ, B. H.; PESSIER, R.; CHRISTENSEN, H. **Drilling more Stable Wells Faster and Cheaper with PDC Bits and Water Based Muds**. In: IADC/SPE Drilling Conference. New Orleans, USA, 2000.

VAN OORT, E. On the Physical and Chemical Stability of Shales. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 38, n. 3-4, p. 213-235, 2003.

VELOSO, Y. M. S.; CRUZ, A. A.; GARCIA, L. M.; SANTANA, A. P. S. C. Método de Recuperação Avançada de Petróleo Utilizando Injeção de Glicerina Bruta e Polímeros.

**Caderno de Graduação-Ciências Exatas e Tecnológicas - UNIT**, v. 2, n. 2, p. 37-48, 2014.

WILSON, J. M.; WILSON, L. Clay Mineralogy and Shale Instability: An Alternative Conceptual Analysis. **Clay Minerals**, v. 49, p.127-145, 2014.

WILSON, M. J.; WILSON, L.; SHALDYBIN, M. V. The Importance of Illitic Minerals in Shale Instability and in Unconventional Hydrocarbon Reservoirs. **Geological Society, London, Special Publications**, v. 454, n. 1, p. 253-269, 2017.

YAAKOUB, M. C.; RODRIGUES JR., J. A.; LACHTER, E. R.; NASCIMENTO, R. S. **Desenvolvimento de Novos Lubrificantes para Fluidos de Perfuração a Partir do Glicerol**. Resumos da 32ª Reunião Anual da Sociedade Brasileira de Química, Fortaleza, Brasil, 2009.

YAN, C.; DENG, J.; YU, B. Wellbore Stability in Oil and Gas Drilling with Chemical-Mechanical Coupling. **The Scientific World Journal**, 2013.

YOU, L.; KANG, Y.; CHEN, Z.; CHEN, Q.E.; YANG, B; Wellbore Instability in Shale Gas Wells Drilled by Oil-Based Fluids. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences**, v. 72, p. 294-299, 2014.

ZHONG, H.; QIU, Z.; HUANG, W.; CAO, J. Shale Inhibitive Properties of Polyether Diamine in Water-Based Drilling Fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 78, p. 510-515, 2011.