



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA



JOÃO VÍTOR FERREIRA ARATANI

ANÁLISE DA FORÇA GEL DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO CONTENDO
MICROESFERAS OCAS DE VIDRO

Uberlândia – MG

2026

JOÃO VÍTOR FERREIRA ARATANI

ANÁLISE DA FORÇA GEL DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO CONTENDO
MICROESFERAS OCAS DE VIDRO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Faculdade de Engenharia Química da
Universidade Federal de Uberlândia como
requisito parcial para obtenção do título de
bacharel em Engenharia Química.

Área de concentração: Fluidos de perfuração

Orientador: Claudio Roberto Duarte

Uberlândia – MG

2026

RESUMO

Este estudo investigou o comportamento reológico da força gel em fluidos de perfuração sintéticos à base de olefina, modificados com microesferas ocas de vidro (HGMs). O desenvolvimento de fluidos de baixa densidade é fundamental para a perfuração de formações frágeis, depletadas ou com estreitas janelas operacionais, reduzindo o risco de fraturamento da rocha, perdas indesejadas de circulação e danos à formação. O gel é uma propriedade reológica crítica que assegura a suspensão estática dos cascalhos e aditivos densificantes durante as interrupções da circulação, devendo evitar a sedimentação de sólidos sem gerar picos excessivos de pressão, que surge no reinício do bombeamento. Utilizando o método de Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR 2³), foram formuladas dezessete amostras variando as concentrações de cal, microesferas ocas de vidro (HGS19K46) e viscosificante organofílico. Os ensaios foram executados em triplicata a 30 °C em um reômetro de cilindros coaxiais para medir a força gel após 10 segundos (G10s) e 10 minutos (G10min), adotando-se como limites de referência Petrobras os valores máximos de 10 e 15 lbf/100 ft², respectivamente. Os resultados demonstraram que nove formulações atenderam ao critério de G10s e seis satisfizeram ambos os parâmetros simultaneamente (PE4, PE6, PE14, PE15, PE16 e PE17). A análise das variáveis revelou que a aprovação esteve condicionada prioritariamente às menores concentrações de viscosificante organofílico (10,2 a 12 lb/bbl), enquanto a elevação simultânea dos aditivos na amostra PE10 resultou no maior valor de gel (33,27 lbf/100 ft² para G10min). Conclui-se que a incorporação das microesferas ocas de vidro permite obter fluidos leve-sólidos viáveis, cujo controle rigoroso da dosagem de viscosificante garante géis frágeis e planos, preservando a integridade do poço e mantendo a pressão hidrostática dentro dos limites de segurança.

Palavras-chave: Fluido de perfuração sintético. Fluidos de baixa densidade. Microesferas ocas de vidro. Força gel. Reologia

ABSTRACT

This study investigated the rheological behavior of gel strength in olefin-based synthetic drilling fluids modified with hollow glass microspheres (HGMs). The development of low-density fluids is essential for drilling fragile or depleted formations or those with narrow operational windows, reducing the risk of rock fracturing, undesired circulation losses, and formation damage. Gel strength is a critical rheological property that ensures the static suspension of drilling cuttings and weighting agents during circulation interruption, preventing solids settlement without generating excessive pressure spikes upon pump restart. Using a Central Composite Rotatable Design (CCRD) seventeen samples were formulated by varying the concentrations of lime, hollow glass microspheres (HGS19K46), and organophilic viscosifier. Tests were performed in triplicate at 30°C on a coaxial cylinder rheometer to measure gel strength after 10 seconds (G10s) and 10 minutes (G10min), adopting Petrobras' maximum reference limits of 10 and 15 lbf/100 ft², respectively. Results showed that nine formulations met the G10s criterion and six satisfied both parameters simultaneously (PE4, PE6, PE14, PE15, PE16, and PE17). Variable analysis revealed that approval was primarily conditioned on lower organophilic viscosifier concentrations (10.2 to 12 lb/bbl), whereas the simultaneous increase of additives in sample PE10 resulted in the highest gel value (33. lbf/100 ft² for G10min). It is concluded that the incorporation of hollow glass microspheres enables the formulation of viable low-density fluids, in which strict control of viscosifier dosage ensures fragile, flat gels, preserving wellbore integrity and maintaining hydrostatic pressure within safe operational limits.

Keywords: Synthetic drilling fluid. Low-density fluids. Hollow glass microspheres. Gel strength. Rheology.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Janela de Pressão Operacional.....	7
Figura 2 - Principais componentes de um sistema de perfuração.....	10
Figura 3 - Inversão de Emulsão via PIC.	15
Figura 4 - Formação da Torta (Filter Cake) em uma Formação Porosa.	16
Figura 5 - Micrografias (ampliação de 440x) do HGM8000X-20% antes do experimento (à esquerda) e após o experimento (à direita).....	19
Figura 6 - Classificação Reológica dos Fluidos.	20
Figura 7 - Taxa de Cisalhamento x Tensão de Cisalhamento	21
Figura 8 - Mixer HamiltonBeach HMD200R	31
Figura 9 - Amostra com a separação das fases.	31
Figura 10 - Banho termostático Brookfield TC-6021 (à esquerda) conectado ao Reômetro Brookfield R/S plus (centro) junto ao computador.....	32
Figura 11 - Resultados da Força Gel de 10s (G10s).	34
Figura 12 - Resultados da Força Gel de 10min (G10min).	35
Figura 13 - Comparativo G10s entre G10min.....	35

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Especificações do HGS19K46.	27
Tabela 2 - Componentes das amostras.	28
Tabela 3 - Concentração Variada de Componentes em Cada Amostra.	28
Tabela 4 - Matriz do Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR) para a formulação dos fluidos	30
Tabela 5 - Força Gel de 10s.....	33
Tabela 6 - Força Gel de 10min	34

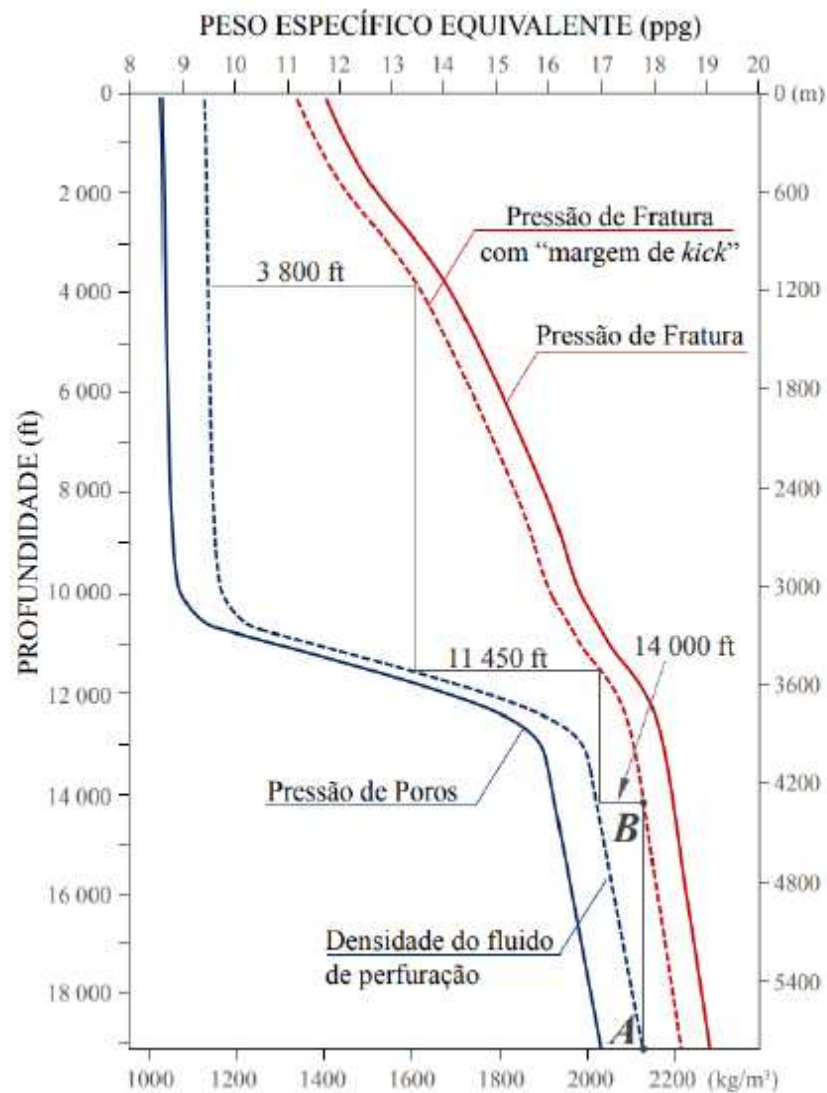
SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	7
1.1 OBJETIVO GERAL	8
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	9
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	10
2.1 Fluidos de perfuração	10
2.2 Classificação dos fluidos	13
2.3 Componentes	13
2.3.1 Emulsão	14
2.3.2 Controladores de filtrado	15
2.3.3 Viscosificantes	17
2.3.4 Microesferas ocas de vidro	18
2.4 Reologia	19
2.4.1 Viscosidade	21
2.4.1.1 Modelos Matemáticos	23
2.4.2 Força gel	25
3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL	27
3.1 Preparação das amostras	27
3.2 Planejamento experimental	29
3.3 Medição da força gel	30
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	33
4.1 Avaliação Preliminar e Variáveis de Controle	36
4.2 Interação Sinérgica dos Particulados e Análise de Picos	37
4.3 Géis Progressivos e Implicações Operacionais de Manobra	37
5. CONCLUSÕES	39
5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros	39
6. REFERÊNCIAS	41

1. INTRODUÇÃO

A exploração contínua de hidrocarbonetos tem levado a indústria de petróleo e gás a perfurar em cenários cada vez mais desafiadores, como reservatórios maduros depletados e formações em águas ultra profundas, a exemplo do pré-sal brasileiro. Nestes ambientes, um dos maiores desafios operacionais é a manutenção da estabilidade do poço operando dentro de uma estreita janela de pressão operacional, demonstrada na Figura 1, delimitada inferiormente pela pressão de poros e superiormente pela pressão de fratura da formação.

Figura 1 - Janela de Pressão Operacional.



Fonte: Adaptado de TESSARI (2019), *apud* GONZAGA (2026)

Diante desse cenário, os fluidos de perfuração desempenham papéis fundamentais na garantia da segurança e no rendimento das operações. A função primária desses fluidos consiste em prover a pressão hidrostática necessária para conter o influxo de fluidos da formação (*kick*) e assegurar a estabilidade das paredes do poço. Adicionalmente, atuam no transporte e na suspensão dos cascalhos produzidos pela broca (BRIDGES; ROBINSON, 2020).

Quando a janela de pressão operacional é muito estreita, fluidos de perfuração convencionais podem induzir o fraturamento da rocha, resultando em perda severa de circulação e danos ao reservatório. Para contornar este problema, é fundamental o uso de fluidos de baixa densidade. Recentemente, a aplicação de microesferas ocas de vidro (HGM – *Hollow Glass Microspheres*) tem se destacado como uma alternativa altamente eficiente. Esses aditivos substituem parte do volume do fluido, reduzindo significativamente sua massa específica, sem comprometer a estabilidade térmica e oferecendo elevada resistência ao esmagamento isostático em condições de fundo de poço (GONZAGA, 2026).

No entanto, a formulação de fluidos leves com HGMs impõe desafios reológicos específicos. Uma das propriedades mais importantes a ser controlada é a força gel. Segundo Bridges e Robinson (2020), quando a circulação do fluido é interrompida para manobras na coluna, o fluido deve desenvolver uma estrutura de gel capaz de manter não apenas os cascalhos de perfuração, mas também os aditivos (como as microesferas) em suspensão estática. O controle preciso deste parâmetro é vital: um gel muito fraco resulta em decantação de sólidos, enquanto um gel progressivo ou excessivamente forte exigirá altas pressões para a quebra de inércia ao reiniciar as bombas (pressões de surge), o que pode fraturar a rocha fragilizada.

Sendo assim, faz-se necessária uma avaliação rigorosa do comportamento reológico destes sistemas. Este trabalho tem como foco investigar e analisar o parâmetro de força gel em formulações de fluidos de perfuração de base sintética olefínica aditivados com diferentes concentrações de microesferas ocas de vidro, cal e viscosificantes, avaliando sua viabilidade técnica para operações em cenários de pressões críticas.

1.1 OBJETIVO GERAL

O trabalho tem como objetivo analisar a força gel de fluidos de perfuração à base de óleo contendo microesferas ocas de vidro, responsáveis por reduzir a densidade do fluido,

comparando essa propriedade reológica em fluidos com diferentes quantidades de cada componente utilizado para a fabricação destes.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Fazer uma revisão bibliográfica acerca dos fluidos de perfuração;
- Medir a força gel dos fluidos de perfuração produzidos à base de óleo e contendo esferas de vidro;
- Comparar a força gel de cada fluido analisado;
- Analisar os resultados obtidos de força gel e determinar se as amostras de fluidos analisadas estão dentro dos parâmetros operacionais;

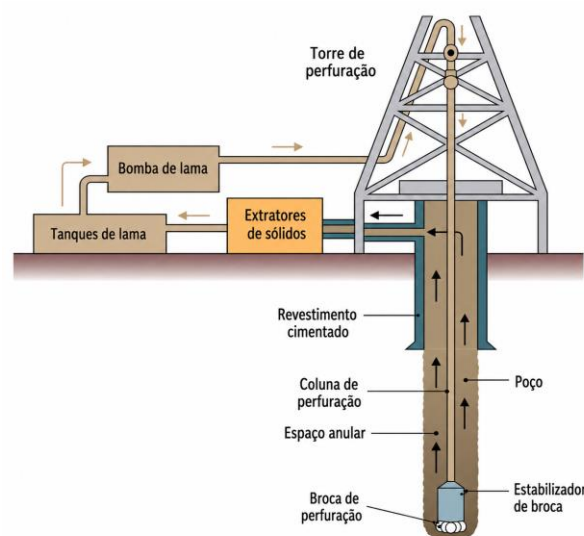
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os fluidos de perfuração são um fator chave em um processo de construção de poços, sendo necessário entender melhor o que são os fluidos de perfuração, suas classificações, características, processos envolvidos, tipos de aditivos utilizados, suas funções e mecanismos e sua reologia a fim de se ter uma noção melhor das características desejáveis deste recurso para se ter um entendimento completo acerca do assunto e não somente sobre a força gel em si.

2.1 Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração podem ser definidos, de acordo com o *American Petroleum Institute* (API), como um fluido utilizado para atender qualquer finalidade que uma operação de perfuração necessite, cujo uso é feito pela sua circulação em um perfurador rotativo. O perfurador rotativo utiliza uma broca na extremidade inferior de uma coluna, formada por tubos de aço que recebe continuamente os elementos mais pesados da coluna (chamados de *drill collars* ou comandos) e recebe rotação, fragmentando assim as formações rochosas. O movimento rotacional pode ser gerado, na superfície, por uma mesa rotativa (ou *top drive*) ou por motor de fundo. Por dentro da coluna é onde o fluido de perfuração é injetado sobre pressão que passa pela broca e retorna pelo espaço anular (espaço localizado entre a coluna e a broca), como pode ser observado no esquema a seguir (Figura 2).

Figura 2 - Principais componentes de um sistema de perfuração.



Fonte: Adaptado de IOGP (2016), *apud* Gonzaga (2026).

Para que se tenha uma operação de perfuração rotativa eficiente e segura, essas substâncias devem apresentar uma série de características as quais são o produto da mistura de uma variedade de componentes podendo ser tanto sintéticos quanto naturais os quais proporcionam diversas aplicabilidades. Segundo Gonzaga (2026), os fluidos de perfuração devem ser capazes de realizar as seguintes tarefas:

- **Resfriar a broca de perfuração:** A ação mecânica da broca durante o processo de perfuração gera calor sendo necessário o seu resfriamento. Os fluidos ajudam na absorção desse calor da broca e dos componentes da coluna e transferem para a superfície.
- **Lubrificar a broca de perfuração:** Faz com que tenha a redução do torque e do arrasto entre a coluna de aço e as paredes do poço.
- **Limpeza da broca:** À medida que os detritos são formados por conta da operação da broca, o fluido deve ser capaz de atingir o fundo do poço com força o suficiente para remover esses resíduos (antes que a broca os triture ainda mais). Para isso, é preferível que o fluido tenha baixa viscosidade.
- **Transporte no espaço anular:** Os detritos retirados do fundo devem ser transportados para a superfície pelo espaço anular, porém isso tem que ser feito de uma maneira que não triture ainda mais esses detritos, formando partículas menores. Isso porque, partículas menores são mais difíceis de serem removidas do fluido de perfuração ao chegarem na superfície, o que não é desejável haja visto que o fluido deve conter a menor quantidade de material particulado (advindo da formação) possível, a fim de evitar uma série de problemas tais como aumento da viscosidade, formação de um reboco espesso e de baixa qualidade, impacto na performance da operação de perfuração, perda de circulação, desgaste dos equipamentos entre outros problemas.
- **Suspensão de sólidos em repouso:** Quando a circulação é interrompida (por exemplo, para conexões de tubos ou manobras), o fluido deve desenvolver uma estrutura de gel para manter os cascalhos e agentes de peso (como a barita) suspensos. Isso evita que os sólidos decantem e prendam a coluna de perfuração ou obstruam o fundo do poço.
- **Controle de pressão da formação:** O fluido deve possuir uma densidade adequada para poder gerar uma pressão hidrostática que neutralize ou supere a

pressão dos fluidos contidos na formação, buscando evitar a entrada de fluido na formação do poço, prevenir *kick** e consequentemente (e principalmente) evitar a ocorrência de um *blow out***. Isso faz com que a integridade do poço seja garantida.

- **Controle de corrosão:** O fluido deve ser mantido quimicamente ajustado (geralmente com pH entre 8 e 10, a depender do tipo material dos equipamentos) e conter sequestrantes para proteger os equipamentos metálicos (coluna, revestimento, bombas) contra o ataque corrosivo de gases como CO₂ e H₂S. Nos fluidos à base de água, o pH é uma variável crítica que deve ser monitorada. Já em sistemas à base de óleo e emulsões inversas, o conceito de pH é aplicado principalmente à fase aquosa interna dispersa no óleo.
- **Garantir uma boa cimentação:** A formação de uma camada de cimento fina e compressível, permitirá que o cimento envolva de forma homogênea as paredes do poço garantindo uma vedação eficaz e evitando a perda de circulação.
- **Economicamente viável:** O poço é perfurado visando a sua exploração e consequentemente a obtenção de lucro em cima da matéria-prima obtida e seus derivados, logo o fluido de perfuração deve ser economicamente viável, ao mesmo tempo que garanta os tópicos anteriores.

***kick:** definido como a entrada indesejada, ou influxo, de fluidos da formação (que podem ser gás, óleo ou água) para dentro do poço. Ocorre quando a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluido de perfuração torna-se inferior à pressão dos fluidos contidos nos poros da rocha atravessada. A detecção precoce de um *kick* é vital, pois permite que a equipe utilize equipamentos de segurança, como o preventor de erupções (BOP), para selar o poço e circular o influxo para fora sob controle.

****blow out:** É a evolução catastrófica de um *kick*, caso este não seja controlado a tempo, sendo a saída descontrolada e violenta dos fluidos da formação para a superfície. Ele representa o cenário de maior perigo na indústria, especialmente quando envolve gás. Os *blow outs* frequentemente resultam em explosões, incêndios e na destruição total da sonda de perfuração, além de graves impactos ambientais. Por essas razões, a função isolada mais importante do fluido de perfuração é manter a densidade adequada para gerar pressão hidrostática suficiente para prevenir esses eventos.

Os fluidos podem ser classificados em dois principais grupos gerais com base nos seus principais componentes, sendo eles os fluidos de perfuração a base de água e o outro a base de óleo, os quais serão explicados com mais detalhes no tópico seguinte. Cada tipo de fluido é utilizado a depender das características da formação e das necessidades da operação.

O termo lama de perfuração pode se referir a consistência espessa do fluido e ela é utilizada principalmente para a escavação de poços caracterizados pela maior profundidade.

2.2 Classificação dos fluidos

Os fluidos de perfuração são classificados predominantemente pela sua fase contínua, dividindo-se em Fluidos Base Água (WBM - *Water-Based Muds*) e Fluidos Base Óleo (OBM - *Oil-Based Muds*), dentro dos quais se inserem os Fluidos de Base Sintética (SBM - *Synthetic-Based Muds*) (FINK, 2020).

Os WBMs são economicamente atrativos e amplamente utilizados, contudo, apresentam limitações técnicas em formações reativas (como folhelhos que incham em contato com a água) e em poços de alta complexidade ou com zonas de sal (como o pré-sal), onde a fase aquosa pode solubilizar a rocha e comprometer a estabilidade (NASCIMENTO; VIEIRA; LIRA, 2009).

Para contornar essas limitações, utilizam-se os fluidos de base não aquosa. Tradicionalmente, os OBMs utilizam óleo diesel ou mineral como fase contínua em uma emulsão inversa (água-em-óleo). Eles garantem excelente estabilidade do poço, alta lubricidade e resistência a altas temperaturas (acima de 148°C) (PALAORO *et al.*, 2022). Contudo, devido a restrições ambientais rigorosas em operações offshore, a indústria desenvolveu os Fluidos de Base Sintética (SBM). Estes fluidos utilizam compostos orgânicos sintéticos, como as olefinas, que entregam o mesmo desempenho técnico de um OBM convencional, mas com a vantagem de possuírem baixa toxicidade e serem ecologicamente mais aceitáveis (GONZAGA, 2026).

2.3 Componentes

Como foi citado anteriormente a adição de componentes aos fluidos de perfuração é uma prática muito comum, visando atender a determinadas especificidades exigidas em diferentes tipos de operações de perfuração. Com isso, torna-se interessante explicar de forma

mais detalhada alguns dos componentes, seus objetivos e mecanismos dentro de um fluido de perfuração.

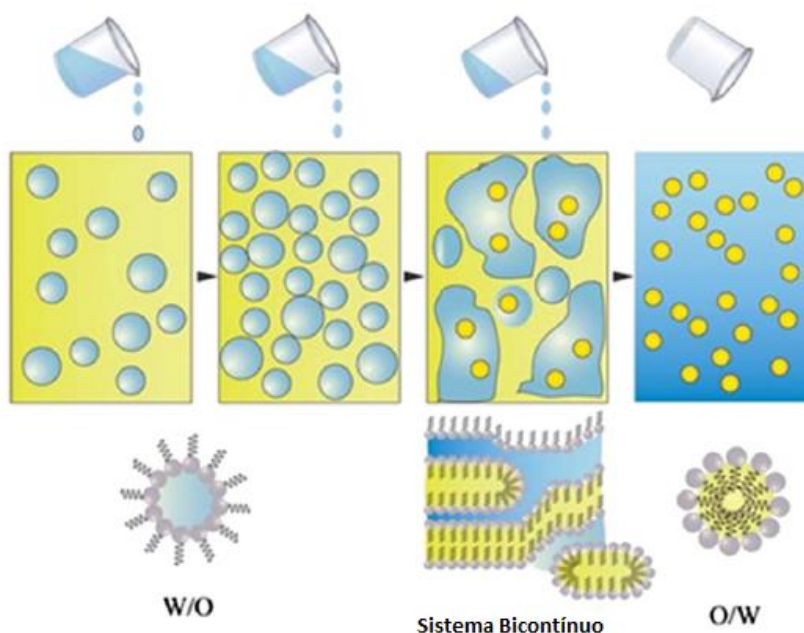
2.3.1 Emulsão

A emulsão é uma técnica presente em uma série de processos em variadas áreas, tendo seu uso desde em indústrias alimentícias, cosméticas e farmacêuticas até na produção de fluidos de perfuração de poços.

Uma emulsão pode ser definida como um sistema líquido-líquido heterogêneo, em que a uma fase contínua composta por um componente em maior quantidade possui em sua estrutura uma fase dispersa (composta por gotículas) (SINGH e PULIKKAL, 2024). Emulsões, a depender de sua fase dispersa, podem ser classificadas em dois grupos gerais, óleo-em-água (O/W – *oil-in-water*) e água-em-óleo (W/O – *water-in-oil*), mas que há casos em que se tem dupla emulsão de água-em-óleo-em-água (W/O/W) ou óleo-em-água-em-óleo (O/W/O) (XIAO *et al*, 2025). Além disso, há casos em que as fases podem ser indistinguíveis umas das outras, sendo consideradas emulsões bicontínuas ou co-contínuas (PERAZZO, PREZIOSI e GUIDO, 2015).

Para se obter uma inversão na emulsão, existem diferentes métodos podendo ser classificados entre inversão transicional, na qual é provocada pela alteração da afinidade tensoativa entre as duas fases por meio de mecanismos, como por exemplo, a inversão impulsionada por mudança na temperatura (PIT – *Phase Inversion Temperature*), e inversão catastrófica, que consiste na inversão desencadeada pela mudança na proporção entre as fases, e que para isso basta ter a adição de uma fase gradualmente a outra para que ocorra a inversão, sendo um método chamado de *Phase Inversion Composition* (PIC). Este método (PIC) é representado no esquema a seguir (Figura 3), onde pode ser observado a adição gradual de água em um sistema água-em-óleo (W/O), que segue para a formação de um sistema bicontínuo, no qual não é possível distinguir qual fase é a dispersa e qual é a contínua e por fim o sistema encerra o processo de inversão de fase, se tornando um sistema óleo-em-água (O/W).

Figura 3 - Inversão de Emulsão via PIC.



Fonte: Adaptado de MCCLEMENTS (2011), *apud* PERAZZO, PREZIOSI e GUIDO (2015).

No campo petrolífero, as emulsões são classificadas em *loose*, *medium* e *tight emulsions*, tendo a primeira uma duração de poucos minutos, a segunda uma duração de em 10 minutos e a terceira podendo durar desde horas até dias ou semanas (FINK, 2020). Para a área da exploração de petróleo, a emulsão é uma técnica de extrema importância por garantir desempenho superior em condições desafiadoras, como poços profundos ou formações reativas, atuando em quatro frentes específicas: na estabilidade do poço, por meio do controle osmótico da salinidade da fase aquosa e da barreira física do óleo que inibem o inchamento de xistos; na performance operacional, ao reduzir o atrito e aumentar a taxa de penetração pela limpeza da broca; na limpeza do poço, sustentando a suspensão e o transporte de sólidos mesmo sem circulação; e na resistência a condições extremas, mantendo a estabilidade reológica em altas temperaturas e tolerando contaminantes. Ademais, em fluidos contendo salmoura, a salinidade estabiliza a emulsão, permitindo que as gotículas atuem bloqueando os poros da rocha. Esse processo controla a atividade química, reduzindo a perda de fluido e a permeabilidade sob pressão (SOUZA, 2024).

2.3.2 Controladores de filtrado

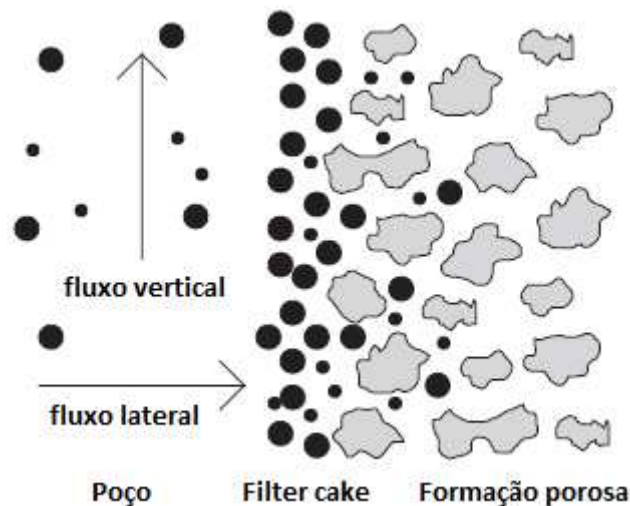
A filtração é um fenômeno onde ocorre a separação dos sólidos em suspensões líquidas por meio do escoamento de fluidos através de leitos porosos, o líquido que passa por esse meio

é chamado então de filtrado. No processo de construção dos poços, os fluidos de perfuração tendem a adentrar em formações permeáveis quando há uma diferença de pressão hidrostática entre o poço e a formação porosa, o que acarreta a perda de fluidos e danos à formação, o que consequentemente compromete a estabilidade do poço e as propriedades originais do fluido.

No decorrer da perfuração, os fluidos podem invadir a formação de três maneiras: por filtração abaixo da broca, quando o fluido é injetado diretamente na formação; por filtração dinâmica no poço, que ocorre no espaço anular devido à circulação; e por filtração estática, verificada durante manobras ou em qualquer operação em que a circulação seja interrompida (ALI, AHMAD e GANAT *et al.*, 2022).

Para minimizar este processo, aditivos são adicionados ao fluido ajudando a prevenir esses problemas, os chamados controladores de filtrado (ou também chamados *fluid loss additives* – aditivos para perda de fluido), como por exemplo a bentonita, silicato de sódio e polímeros. Estes agentes, quando aplicados nos fluidos, se depositam nas paredes do poço formando uma espécie de reboco ou torta (*filter cake*) reduzindo a entrada de fluidos nas formações porosas, como demonstrado na Figura 4:

Figura 4 - Formação da Torta (*Filter Cake*) em uma Formação Porosa..



Fonte: Adaptado de FINK (2020).

Este reboco possui dois estágios: o estágio dinâmico e o estático.

- **Estágio dinâmico:** O fluxo causa erosões na torta a medida em que cresce, fazendo com que a torta fique com espessura constante e, à medida que perde fluidos e mantém os componentes sólidos, tem sua densidade aumentada.
- **Estágio estático:** No segundo período, a interrupção do fluxo faz a torta de lama crescer até obstruir localmente o espaço anular, formando pontes e bloqueando a transmissão da pressão hidrostática para zonas mais profundas.

A formação da torta é um processo crucial em operações de perfuração, e sua efetividade depende tanto da formulação do fluido quanto das características geológicas da formação, mais especificamente sua permeabilidade (LIMA *et al.*, 2025).

2.3.3 Viscosificantes

Os viscosificantes, como o próprio nome já diz, são agentes responsáveis pelo aumento da viscosidade do fluido. Um dos viscosificantes mais comuns utilizados, não só na indústria petroleira como também em outras áreas, é a bentonita. Este termo foi referido pela primeira vez em Fort Berton (Wyoming – EUA), para um tipo de rocha composta de uma argila plástica e coloidal, mas atualmente designa-se o termo para argilas as quais possuem como principal constituinte o argilomineral montmorillonita, ou para qualquer outro argilomineral que faça parte do grupo esmectita (LUZ e OLIVEIRA, 2008).

Enquanto em sistemas base água o principal viscosificante é a argila bentonítica (que hidrata e incha em meio aquoso), em sistemas de base sintética (SBM) a construção da viscosidade e da estrutura de suspensão depende de modificadores reológicos específicos e da forte interação física entre os aditivos particulados (GONZAGA, 2026).

Neste contexto, a estabilidade e a reologia do fluido sintético leve não dependem apenas de um único viscosificante, mas de uma rede estrutural. Um componente fundamental nas formulações de emulsão inversa é a cal (hidróxido de cálcio). Além de seu papel químico no controle de alcalinidade e ativação de emulsificantes, a cal desempenha um papel físico crucial de **vedação por pontes** (*bridging*). As partículas menores da cal interagem sinergicamente com o viscosificante e preenchem os espaços intersticiais deixados pelas microesferas ocas de vidro (HGM). Essa interação otimiza a formação da torta de filtrado e contribui diretamente para a estruturação do gel quando o fluido entra em repouso (GONZAGA, 2026).

2.3.4 Microesferas ocas de vidro

Existem determinadas situações em que o uso de fluidos de baixa densidade são necessários para evitar complicações futuras, como perda de circulação, baixa penetração, aprisionamento diferencial, dano à formação e queda de produtividade. Quando ocorre uma operação de perfuração em formações frágeis e áreas altamente esgotadas e/ou a pressão hidrostática dos reservatórios fica menor que a pressão da água, fluidos menos densos passam a ser uma solução segura (KONBUL, OZBAYOGLU e MATA, 2020). Diante disso, as microesferas ocas de vidro (*Hollow Glass Microspheres* – HGMs) são uma boa alternativa para esse problema.

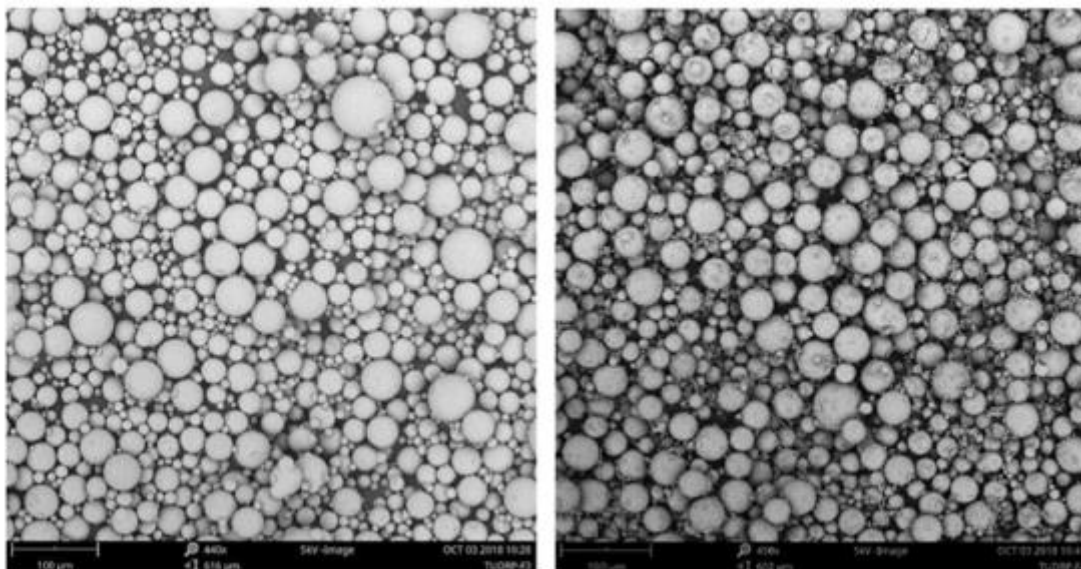
Os primeiros usos das microesferas ocas de vidro em fluidos de perfuração datam do ano de 1970, nos Montes Urais, onde havia graves problemas de perda de circulação (FINK, 2020), e atualmente esse tem sido estudado como uma opção para esse problema.

HGMs são aditivos os quais apresentam alta estabilidade e resistência, baixa condutividade térmica, baixa densidade, boa dispersibilidade e fluidez, compostos principalmente por dióxido de silício (SiO_2) e óxido de alumínio (Al_2O_3), tendo um formato esférico e sendo inorgânicos e não metálicos (LI *et al.*, 2025).

As microesferas conseguem fazer essa redução da massa específica do fluido justamente por serem ocas, o que faz com que haja uma substituição de parte do volume do fluido por um material mais leve, sem comprometer a estabilidade deste, e garantindo segurança operacional e maior viabilidade econômica.

Um detalhe importante de se atentar é a resistência ao impacto deste material, que quando se quebra, se torna uma partícula de vidro sólido e causando consequentemente um aumento da densidade, indo contra o principal objetivo deste aditivo. Os principais pontos que influenciam nessa questão são a velocidade de rotação da broca, a vazão do fluido e o tipo de broca. Segundo Konbul, Ozbayoglu e Mata (2020), essa quebra pode ser observada na Figura 5 em que houve o estudo acerca desse assunto, na qual mostra uma imagem feita por microscopia de varredura eletrônica mostrando em detalhes o estado na qual as microesferas ficam antes e depois os impactos às quais foram submetidas.

Figura 5 - Micrografias (ampliação de 440x) do HGM8000X-20% antes do experimento (à esquerda) e após o experimento (à direita).



Fonte: KONBUL, OZBAYOGLU e MATA (2020).

O estudo observou que as microesferas de vidro (HGMs) quebram sob contato mecânico direto entre a broca e a formação, mas a maioria sobrevive ao passar rapidamente pelos jatos para o espaço anular. Fatores operacionais como maior rotação e comprimento da lâmina aumentam a quebra, enquanto vazões elevadas e maiores concentrações de HGMs favorecem a integridade física das partículas no fluido.

Todas as amostras analisadas neste trabalho contêm as microesferas de vidro (sendo um diferencial entre os fluidos de perfuração) como agente redutor de densidade e este assunto em questão (quebra das microesferas e seus impactos na performance de fluidos de perfuração) é um assunto interessante de se estudar mais a fundo em trabalhos posteriores.

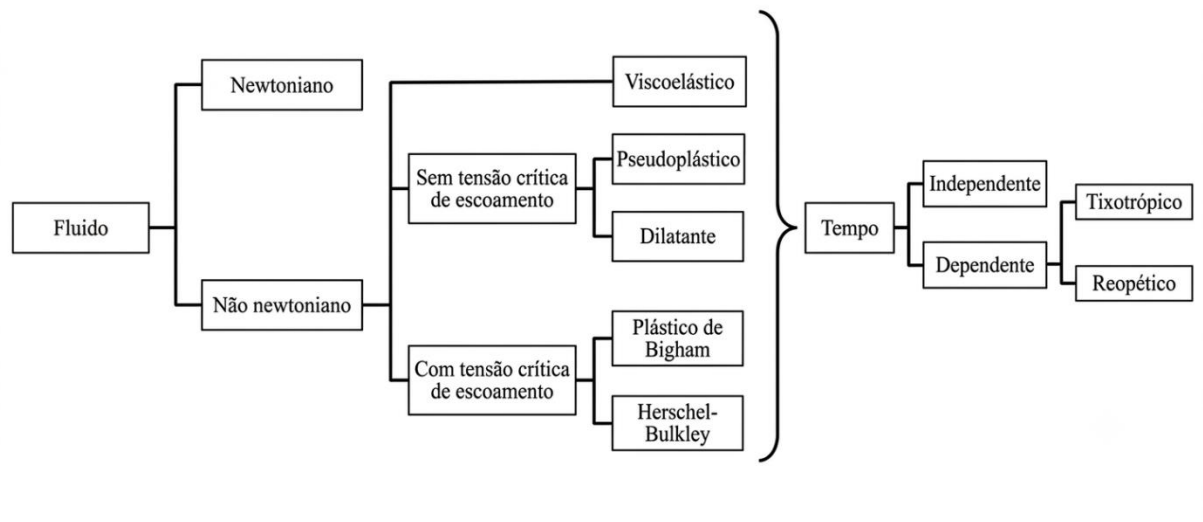
2.4 Reologia

A reologia é o campo da ciência responsável pelo estudo da deformação e do fluxo da matéria. O termo reologia foi introduzido oficialmente em 1929 pelo professor E. C. Bingham o qual vem da junção de duas palavras gregas, *rheo* (fluir) e *logos* (ciência) (TANNER e WALTERS, 1998).

O estudo da reologia é um dos pontos mais importantes a serem estudados acerca dos fluidos de perfuração, uma vez que características, como o estudo da viscosidade e força gel dependem desse campo de estudo.

Dentro da reologia tem-se a divisão em dois principais tipos de fluidos, sendo eles os Fluidos Newtonianos e os Não Newtonianos, sendo estes subdivididos em outros grupos, como demonstra no diagrama (Figura 6) a seguir:

Figura 6 - Classificação Reológica dos Fluidos.



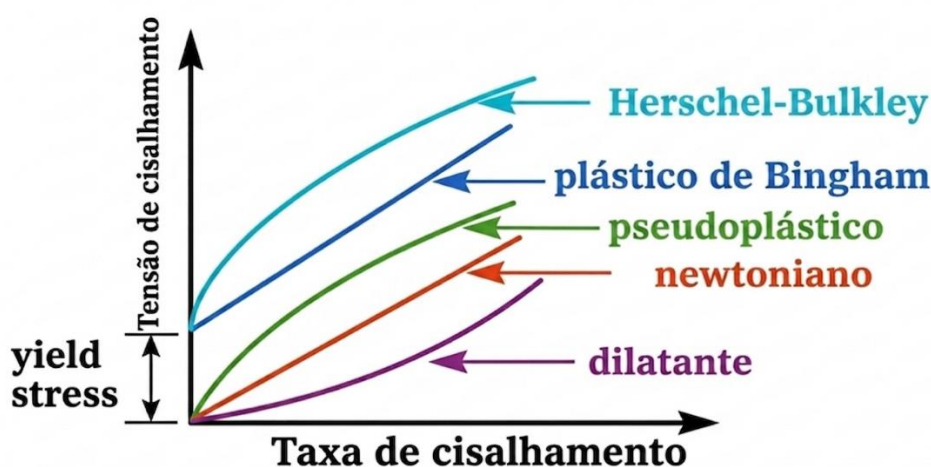
Fonte: adaptado FAGUNDES (2019).

- **Fluidos Newtonianos:** são aqueles os quais apresentam uma viscosidade constante quando a temperatura e a pressão são mantidas estáveis. A relação matemática que os define é a Lei de Newton da Viscosidade, na qual a tensão de cisalhamento é linearmente dependente da taxa de deformação
- **Fluidos Não Newtonianos:** Esses fluidos apresentam uma viscosidade aparente que varia conforme as condições de escoamento, a tensão aplicada ou o tempo, sendo subdivididos conforme o comportamento da viscosidade. Aqueles que independem do tempo, isto é a viscosidade depende apenas da taxa de cisalhamento aplicada podem ser divididos em pseudoplásticos (apresentam diminuição da viscosidade com o aumento do cisalhamento), dilatantes (a viscosidade aumenta com o crescimento da taxa de cisalhamento) e com tensão crítica (também chamado de tensão limite de escoamento/*yield stress*), que exigem uma força mínima inicial para começar a fluir, como de Bingham e Herschel-Bulkley. Já os dependentes do tempo, ou seja, a viscosidade varia com a duração do esforço aplicado, podem ser divididos em tixotrópicos

(a viscosidade diminui ao longo do tempo sob cisalhamento constante e se recupera quando o fluido é deixado em repouso) e reopéticos (a viscosidade aumenta com o tempo de deformação).

Estes comportamentos podem ser mais bem observados neste gráfico que indica o comportamento do fluido entre taxa e tensão de cisalhamento:

Figura 7 - Taxa de Cisalhamento x Tensão de Cisalhamento



2.4.1 Viscosidade

Uma das características reológicas mais importantes para fluidos de perfuração é a viscosidade, um parâmetro que mede a resistência de um fluido a deformações. Fluidos de perfuração necessitam de uma determinada viscosidade específica para serem capazes de carregar os detritos sem causar gargalos ao processo. Uma viscosidade muito baixa não é capaz de deixar os sólidos em suspensão em condições comuns, fazendo com que o processo exija um bombeamento mais rápido para circulação do fluido. Já viscosidades elevadas demais exigem uma pressão de bombeamento maior para atingir a vazão desejada, aumentando a pressão nas bombas, encanamentos e no poço, podendo levar a problemas de estabilidade.

Como mencionado anteriormente existem dois tipos de viscosidade, a absoluta (ou simplesmente viscosidade), para Fluidos Newtonianos, em que a viscosidade depende apenas do tipo de fluido, pressão e temperatura e a viscosidade aparente, para Fluidos Não

Newtonianos, que além de depender desses fatores depende da taxa de cisalhamento do fluido e tempo de duração do esforço aplicado.

A viscosidade pode ser medida pelo uso de viscosímetros, os quais são divididos essencialmente em dois grandes grupos chamados de primários e secundários. Os viscosímetros primários são instrumentos que realizam medidas diretas da tensão de cisalhamento e da taxa de deformação do fluido, podendo ser aplicados tanto em ensaios de fluidos Newtonianos quanto naqueles com comportamento não-linear ou viscoelásticos (fluidos Não Newtonianos). Entre os modelos deste grupo estão os do tipo rotacional, como os de placas paralelas, cone-disco, cilindros concêntricos e misturadores. Já os viscosímetros secundários não medem a tensão e a taxa de deformação diretamente, realizando uma aferição indireta da viscosidade que os restringe apenas ao estudo de fluidos Newtonianos, tendo como alguns exemplos deste segundo grupo o viscosímetro de tubo capilar, como o modelo Cannon-Fenske que utiliza a gravidade para escoar um volume conhecido, o viscosímetro de Stokes, que calcula a viscosidade através do tempo de queda livre de uma esfera em um meio estacionário, e o Copo Ford, que relaciona a viscosidade ao tempo de esvaziamento de um recipiente através de um orifício calibrado chamado gíglê.

Para determinar a viscosidade dos fluidos de perfuração, segundo Bridges e Robinson (2020), a medida é feita por meio de um viscosímetro de cilindros concêntricos, composto por um cilindro externo que gira ao redor de um peso interno suspenso, conhecido como bob, que é sustentado por uma mola. O fluido contido no espaço entre as peças aplica então uma tensão de cisalhamento ao bob, à medida que o cilindro externo rotaciona, e a magnitude dessa tensão é indicada pela torção da mola até que o sistema alcance o equilíbrio.

O equipamento é operado em diversas velocidades pré-definidas, como 600, 300, 200, 100, 6 e 3 RPM (Rotações Por Minuto), em um viscosímetro de cilindros concêntricos, comumente chamado de viscosímetro Fann. As leituras obtidas das diferentes taxas de cisalhamento são proporcionais à tensão de cisalhamento em libras por cem pés quadrados (lb/100ft²). Com esses valores é possível determinar a viscosidade com base no modelo escolhido, aquele que se encaixar melhor ao comportamento observado, como por exemplo o modelo de Bingham. Os valores registrados em 600 RPM (L600) e 300 RPM (L300) permitem calcular a viscosidade plástica (PV) através da diferença entre essas duas leituras, conforme demonstrado na Equação 1 (BRIDGES; ROBINSON, 2020).

$$PV = L600 - L300 \quad (1)$$

Enquanto o limite de escoamento (YP) é determinado subtraindo-se a PV do valor lido a 300 RPM, como indicando na Equação 2.

$$YP = L300 - PV \quad (2)$$

E a viscosidade aparente (AV) pode ser calculada, por meio da Equação 3, como a metade da leitura de 600 RPM.

$$AV = L600/2 \quad (3)$$

2.4.1.1 Modelos Matemáticos

Diversos modelos matemáticos foram desenvolvidos, para a descrição do comportamento dos fluidos no que tange o comportamento da tensão de cisalhamento em função da taxa de cisalhamento (ou taxa de deformação) e para a determinação da sua viscosidade.

O mais famoso deles sendo a Lei de Newton da Viscosidade, utilizada para descrição de Fluidos Newtonianos, sendo representada pela Equação 4 de forma simplificada.

$$\tau = \eta \cdot \gamma \quad (4)$$

- τ = tensão de cisalhamento (*shear stress*);
- η = viscosidade dinâmica do fluido;
- γ = taxa de cisalhamento (*shear rate*);

Entretanto, lamas de perfuração são classificados como Fluidos Não Newtonianos, sendo necessário o uso de outras equações capazes de descrevê-los. Alguns modelos são: Power Law ou Oswalt de Waele, Bingham, Herschel-Bulkley.

- Modelo de Power Law ou Oswalt de Waele, que é um modelo indicado para deformações intermediárias de uma curva reológica que parte da origem dos eixos, sendo representado pela Equação 5.

$$\tau = m \cdot \gamma^n \quad (5)$$

Em que “m”, representa o coeficiente de consistência e “n” o índice de comportamento (quando $n < 1$, indica comportamento pseudoplástico, $n > 1$ indicação de comportamento dilatante e por fim $n = 1$, fluido Newtoniano). Para fluidos de perfuração “n” e “m” podem ser calculados pelas Equações 6 e 7.

$$n = 3,32 \cdot \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right) \quad (6)$$

$$m = \frac{\theta_{600}}{1022^n} \quad (7)$$

- θ_{300} = leitura do mostrador do viscosímetro a 300 RPM;
- θ_{600} = leitura do mostrador do viscosímetro a 600 RPM.

Porém esse modelo tem como ponto negativo o fato de não levar em conta a tensão de escoamento dos fluidos de perfuração, resultando em valores imprecisos.

-Modelo de Bingham, desenvolvido em 1916, sendo um modelo bi-paramétrico utilizado para fluidos plásticos de Bingham, representado pela Equação 8.

$$\tau = \tau_0 + m \cdot \gamma \quad (8)$$

Sendo τ_0 a tensão crítica de escoamento. Porém, tem como limitações a imprecisão em descrever o comportamento do fluido em baixas taxas de cisalhamento e a tendência de superestimar a tensão de escoamento do fluido. Além disso, ele costuma desviar-se dos dados reais quando o fluido é submetido a altas temperaturas.

-Modelo de Herschel-Bulkley (também conhecido como Bingham generalizado), um modelo de três parâmetros desenvolvido em 1926, que além de apresentar a tensão crítica de escoamento como o modelo de Bingham, apresenta o expoente “n” da taxa de deformação que leva em consideração a não linearidade entre tensão e taxa cisalhante, resultando na Equação 9.

$$\tau = \tau_0 + m \cdot \gamma^n \quad (9)$$

Vale ressaltar que esse modelo é atualmente o modelo recomendado pela API (*American Petroleum Institute*) para a previsão da reologia de fluidos de perfuração, pois oferece uma aproximação mais próxima da realidade do que modelos de apenas dois parâmetros (AGWU, 2021).

2.4.2 Força gel

Como dito no tópico onde é falado sobre os fluidos de perfuração uma função vital destes é impedir a sedimentação de cascalhos sobre a broca quando a circulação é interrompida. Para atender a essa necessidade, esses fluidos desenvolvem um estado estruturado em condições estáticas, tendo esse estado uma estrutura semelhante a um gel (PALAORO *et al.*, 2022).

A força gel é uma propriedade reológica fundamental que permite ao fluido de perfuração suspender sólidos. Além dos cascalhos, a força gel é vital para manter agentes de peso, como a barita ou hematita, suspensos de forma homogênea, o que garante a manutenção da pressão hidrostática necessária para o controle do poço. No entanto, deve haver um equilíbrio operacional, pois caso os géis sejam fracos ocorrerá a queda de sólidos e géis excessivamente fortes aumentam a resistência ao fluxo, podendo gerar pressões que fraturam a formação ou causam perda de circulação ao reiniciar as bombas.

De acordo com o Dicionário do Petróleo a força gel pode ser definida como a resistência ao movimento que um fluido adquire ao longo do tempo, sendo a medida de tensão de cisalhamento (expressa normalmente em $\text{lbf}/100\text{ft}^2$) à baixa taxa de deformação após o fluido permanecer em repouso, segundo padrão API 13B-2, por 10 segundos (Gel Inicial ou G10s) e 10 minutos (Gel Final ou G10min). Além dos géis padrão de 10 segundos e 10 minutos, por vezes mede-se o "gel de 30 minutos" (G30min) para garantir que os géis não sejam progressivos, o uso de um gel progressivo pode resultar nos problemas citados anteriormente (CAMARGO, 2026). A evolução da força gel ao longo do tempo é muito importante para se evitar, por exemplo, pistoneio hidráulico ascendente (*swab*) durante as operações de manobra da coluna de perfuração, o qual pode resultar em influxo conhecido como *kick*, em um poço que não está devidamente isolado. Caso o fluxo não seja controlado, pode ocorrer um *blow out*, um acidente extremamente perigoso que representa um risco para o poço, a sonda e as equipes que estão trabalhando nela. Deseja-se que o fluido de perfuração tenha uma força gel com certa progressão de Gel Inicial para Gel Final, atingindo o equilíbrio entre essas forças a fim de evitar os problemas decorrentes de um gel fraco e um gel excessivamente forte.

É interessante ressaltar que além do papel do gel descrito anteriormente, ele pode realizar outras tarefas a depender da sua composição, como o gel de silicato de sódio que, segundo Fink (2020) é amplamente utilizado na perfuração como um material de cimentação química (*grouting*), sendo especialmente eficaz para consolidar formações de alta permeabilidade e solos granulares. Sua formação ocorre quando uma mistura aquosa de silicato de sódio reage com um agente ativador, como ésteres solúveis em água ou formamida, que hidrolisa e reduz o pH da solução, transformando-a em um coloide que se polimeriza até criar o gel. Em sistemas de fluidos à base de água, esse gel é fundamental para prevenir a perda de fluido durante operações de perfuração e completação, pois aumenta a resistência e a rigidez do meio enquanto reduz significativamente sua permeabilidade. A concentração ideal de silicato, geralmente em torno de 40%, e a força gel necessária são determinadas pelo tamanho dos poros da formação, exigindo géis mais fortes para poros maiores. Além disso, o processo de gelificação pode ser agilizado com o uso de agentes aceleradores, como o aluminato de sódio, resultando em um gel que possui a característica prática de ser solúvel tanto em ácidos quanto em base.

Esse parâmetro reológico (força gel) será o objeto de estudo dos experimentos propostos neste trabalho e seu método de medição será descrito de forma mais detalhada mais à frente.

Do ponto de vista operacional, o controle da força gel exige um equilíbrio delicado. A força gel deve ser alta o suficiente para suspender detritos e os agentes aditivos (como as microesferas de vidro) durante o repouso. No entanto, géis excessivamente altos ou progressivos (onde o gel de 10 minutos ou 30 minutos é substancialmente maior que o de 10 segundos) representam um grave risco à operação (BRIDGES; ROBINSON, 2020).

Segundo Bridges e Robinson (2020), a inércia gerada por um gel muito forte atua como um selo de restrição de fluxo no poço. Ao reiniciar o bombeamento, a pressão necessária para quebrar essa estrutura de gel (pressão de surge) pode ser alta o suficiente para superar o gradiente de fratura da formação rochosa, induzindo a perda severa de circulação. De forma análoga, ao retirar a coluna de perfuração, a resistência de um gel espesso atua como um pistão (pressão de swab), podendo succionar os fluidos da formação para dentro do poço e ocasionar um kick. Por essa razão, fluidos modernos são projetados para ter perfis de géis planos ou frágeis (*fragile gels*), que suspendem sólidos eficientemente, mas quebram com facilidade sob mínima tensão cisalhante.

3. METODOLOGIA EXPERIMENTAL

A análise foi feita em dezessete fluidos de perfuração diferentes, sendo classificadas como lamas de perfuração de base sintética (SBMs) e contendo como um diferencial, a adição de microesferas ocas de vidro (HGMs), e os equipamentos para análise são da unidade de pesquisa da Faculdade de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia.

3.1 Preparação das amostras

As amostras analisadas foram preparadas para a avaliação de outros parâmetros (densidade, volume de filtrado e reologia) para o trabalho de Gonzaga (2026). Trata-se de um fluido de perfuração sintético leve de olefina (concedido pela Petrobras), que possui como principal diferencial a incorporação de microesferas ocas de vidro da série HGS (HGS19K46 – especificações indicadas na Tabela 1) da empresa 3M, que atuam como agentes de alívio devido à sua baixa densidade e elevada resistência ao esmagamento isostático, permitindo que o fluido atinja massas específicas reduzidas sem perder a integridade sob pressão. Além das esferas, o pacote de aditivos inclui emulsificantes primários e secundários, controladores de filtrado para reduzir a perda de fluido para a formação e viscosificantes.

Tabela 1 - Especificações do HGS19K46.

Produto	Densidade Típica	Diâmetro Mediano	Força de Esmagamento	Composição	Aplicações
Microesferas de Vidro 3M™ Glass Bubbles HGS19K46	0.46 g/cm ³	20 µm	131 MPa (Sobrevivência fracionária mínima de 80%)	Vidro soda-cal boro silicato	Redução de peso; Fluidos de perfuração, fluidos de controle e pastas de cimento

Fonte: 3M.

Um componente também fundamental é a cal, que foi observado no trabalho de Gonzaga como um fator responsável por desempenhar um papel químico e físico, colaborando com as microesferas na criação de uma vedação por pontes no reboco do poço, onde as partículas menores da cal preenchem os espaços vazios deixados pela estrutura das esferas maiores, otimizando a qualidade da torta de filtrado.

Dessa forma, a Tabela 2 apresenta como componentes que não tiveram variação na quantidade adicionada para as amostras, utilizando como unidade de medida de concentração a libra por barril (lb/bbl) para todos os componentes, exceto a olefina em que se usou bbl/bbl:

Tabela 2 - Componentes das amostras.

Componente	Valor	Unidade	Valor medido para amostra	Unidade
Olefina Interna	1	bbl/bbl	200	ml
Emulsificante Primário	6	lb/bbl	3,43	g
Emulsificante Secundário	2	lb/bbl	1,14	g
Controlador de filtrado	4	lb/bbl	2,29	g
Modificador Reológico	0,5	lb/bbl	0,29	g

Todos os componentes, que possuem como unidade de medida massa (g), foram aferidos com o auxílio de uma balança analítica para garantir maior precisão, e para a olefina foi feito o uso de uma proveta. Já a cal, as microesferas ocas de vidro, e o viscosificante tiveram variação nas suas concentrações, os quais foram apresentados na Tabela 3:

Tabela 3 - Concentração Variada de Componentes em Cada Amostra.

Experimento	Conc. Cal (lb/bbl)	Conc. HGM (lb/bbl)	Conc. Viscosificante (lb/bbl)
1 (PE17)	13,6	54	12
2 (PE16)	18,4	54	12
3 (PE15)	13,6	66	12
4 (PE14)	18,4	66	12
5 (PE13)	13,6	54	17,2
6 (PE12)	18,4	54	17,2
7 (PE11)	13,6	66	17,2
8 (PE10)	18,4	66	17,2
9 (PE1)	20	60	14,6
10 (PE2)	12	60	14,6
11 (PE3)	16	70	14,6
12 (PE4)	16	50	14,6
13 (PE5)	16	60	19
14 (PE6)	16	60	10,2
15 (PC1)	16	60	14,6
16 (PC2)	16	60	14,6
17 (PC3)	16	60	14,6

O processo de mistura inicia-se com a olefina e adição dos agentes químicos estabilizantes (emulsificante primário e secundário), seguida pela incorporação gradual dos aditivos sólidos, como o viscosificante e o controlador de filtrado, sob agitação controlada. As microesferas de vidro são adicionadas por último para preservar sua estrutura física. O volume final da formulação foi de 200ml.

3.2 Planejamento experimental

Para avaliar a influência simultânea das concentrações dos aditivos na força gel do fluido, foi utilizado o método de Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR) (GONZAGA, 2026). Foram definidas três variáveis independentes: Concentração de Cal (X_1), Concentração de Microesferas (HGM) (X_2) e Concentração de Viscosificante (X_3).

A escolha de um Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR) justifica-se por sua elevada eficiência na otimização de formulações complexas com múltiplos componentes. Além disso os efeitos combinados entre as variáveis de cal, viscosificante organofílico e microesferas ocas de vidro (HGM) viabiliza o mapeamento da janela operacional ideal, garantindo a redução da densidade requerida para formações de baixa pressão sem comprometer a estabilidade reológica da emulsão.

O planejamento consistiu em um fatorial completo 2^3 (8 ensaios), acrescido de 6 pontos axiais (níveis codificados $-\alpha$ e $+\alpha$) e 3 repetições no ponto central (nível 0) para determinação do erro experimental, totalizando 17 ensaios experimentais. O valor de alfa (α) utilizado para garantir a rotacionalidade do modelo foi de 1,68. A codificação das variáveis foi estabelecida pela Equação 10:

$$X_i = (x_i - x_0) / \Delta x \quad (10)$$

Onde X_i é o valor codificado adimensional, x_i é o valor real da variável, x_0 é o valor real no ponto central e Δx é o passo de variação.

A Tabela 4 apresenta a matriz completa do planejamento experimental, contendo os níveis codificados e reais das variáveis de estudo.

Tabela 4 - Matriz do Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR) para a formulação dos fluidos.

Amostra (Ordem)	Variáveis Codificadas			Variáveis Reais (lb/bbl.)		
	X ₁ (Cal)	X ₂ (HGM)	X ₃ (Visc.)	Cal	HGM	Viscosificante
1 (PE17)	-1	-1	-1	13,6	54	12
2 (PE16)	1	-1	-1	18,4	54	12
3 (PE15)	-1	1	-1	13,6	66	12
4 (PE14)	1	1	-1	18,4	66	12
5 (PE13)	-1	-1	1	13,6	54	17,2
6 (PE12)	1	-1	1	18,4	54	17,2
7 (PE11)	-1	1	1	13,6	66	17,2
8 (PE10)	1	1	1	18,4	66	17,2
9 (PE1)	1,68	0	0	20	60	14,6
10 (PE2)	-1,68	0	0	12	60	14,6
11 (PE3)	0	1,68	0	16	70	14,6
12 (PE4)	0	-1,68	0	16	50	14,6
13 (PE5)	0	0	1,68	16	60	19
14 (PE6)	0	0	-1,68	16	60	10,2
15 (PC1)	0	0	0	16	60	14,6
16 (PC2)	0	0	0	16	60	14,6
17 (PC3)	0	0	0	16	60	14,6

Dessa forma, ao final desse planejamento, resultou-se em 15 formulações diferentes, sendo PC1, PC2 e PC3 repetições do ponto central.

3.3 Medição da força gel

Antes de partir para a aferição da força gel cada um dos 17 fluidos foi agitado por 10 minutos em o misturador Mixer HamiltonBeach HMD200R (Figura 8), visto que se passaram mais de um mês entre o tempo de preparação e o ensaio, o que levou a decantação da olefina junto a outros componentes (sendo observável a separação entre o óleo e outros componentes, como pode ser visto na Figura 9).

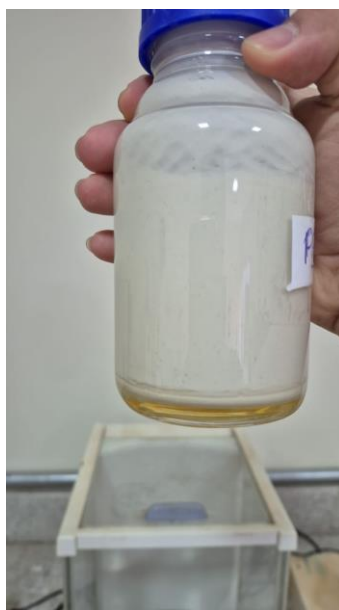
Esse processo preliminar é importante para que as amostras fossem homogeneizadas novamente, garantindo que suas propriedades não apresentassem possíveis alterações, além de uma melhor padronização dos fluidos, e assim permitindo resultados mais confiáveis.

Figura 8 - Mixer HamiltonBeach HMD200R



Fonte: Autoria própria

Figura 9 - Amostra com a separação das fases.



Fonte: Autoria própria.

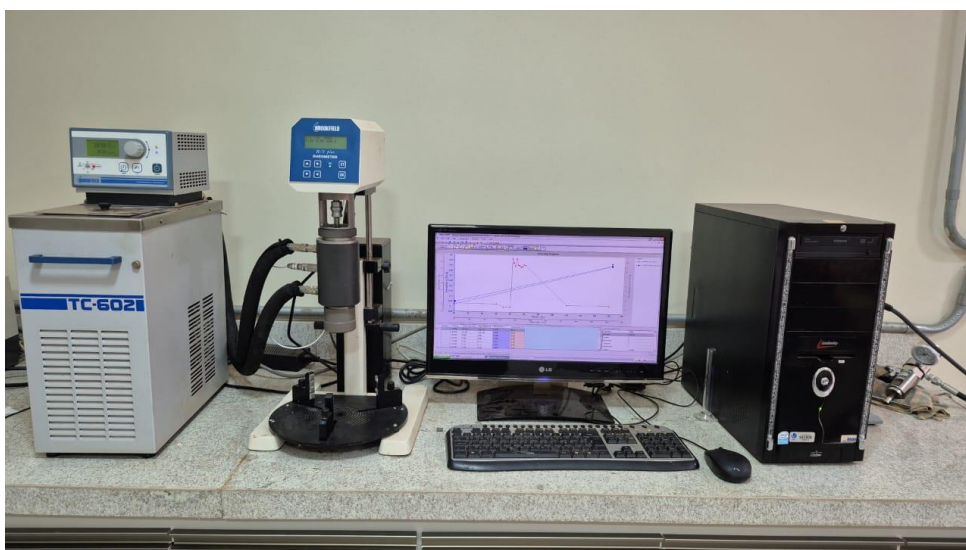
A avaliação reológica e a medição da força gel foram conduzidas utilizando um Reômetro Brookfield® modelo R/S Plus equipado com geometria de cilindros concêntricos (*spindle* modelo CC3-40), Figura 10. Para garantir a isometria dos testes, o equipamento foi acoplado a um banho termostático Brookfield TC-6021 mantido rigorosamente a 30 °C.

Para apagar o histórico de cisalhamento e garantir que todas as amostras partissem do mesmo estado inicial de estruturação, cada fluido foi submetido a uma taxa de pré-cisalhamento elevada de 1021s^{-1} (correspondendo a 600RPM, segundo o manual do viscosímetro de Fann)

durante 30s. Logo após, o cilindro coaxial foi paralisado permitindo o repouso absoluto da amostra.

Para determinar o parâmetro Força Gel Inicial (G10s) e Força Gel Final (G10min), o equipamento foi programado para retomar a rotação após os tempos de repouso exatos de 10 segundos e 10 minutos, respectivamente, aplicando-se uma baixa taxa de deformação contínua de $5,11s^{-1}$ (correspondendo a 3RPM no viscosímetro de Fann). A tensão de cisalhamento máxima (pico) medida no instante de quebra da estrutura do fluido foi registrada como a Força Gel, ou seja, a tensão de cisalhamento obtido logo no primeiro segundo após o início da aplicação da baixa taxa de cisalhamento, expressa em Pascal e convertida em libras por cem pés quadrados (lbf/100ft²), onde $1Pa = 2,08415 \text{ lbf}/100\text{ft}^2$ segundo o manual do viscosímetro de Fann. O comportamento do escoamento e do ponto de fluidez para os fluidos sintéticos estudados aproxima-se do modelo não-linear de Herschel-Bulkley, representado na Equação 9, onde a tensão de cisalhamento de ruptura inicial representa a barreira a ser vencida (GONZAGA, 2026; BRIDGES; ROBINSON, 2020).

Figura 10 - Banho termostático Brookfield TC-6021 (à esquerda) conectado ao Reômetro Brookfield R/S plus (centro) junto ao computador.



Fonte: Autoria própria.

Todas as medições de força gel foram executadas em triplicata, assegurando o rigor estatístico e a repetibilidade dos dados adquiridos.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

De acordo com as referências da Petrobras, o limite máximo aceitável para a Força Gel de 10 minutos é de 15 lbf/100ft². Para a Força Gel de 10 segundos, usualmente adota-se um valor máximo de referência de 10 lbf/100ft² (GONZAGA, 2026).

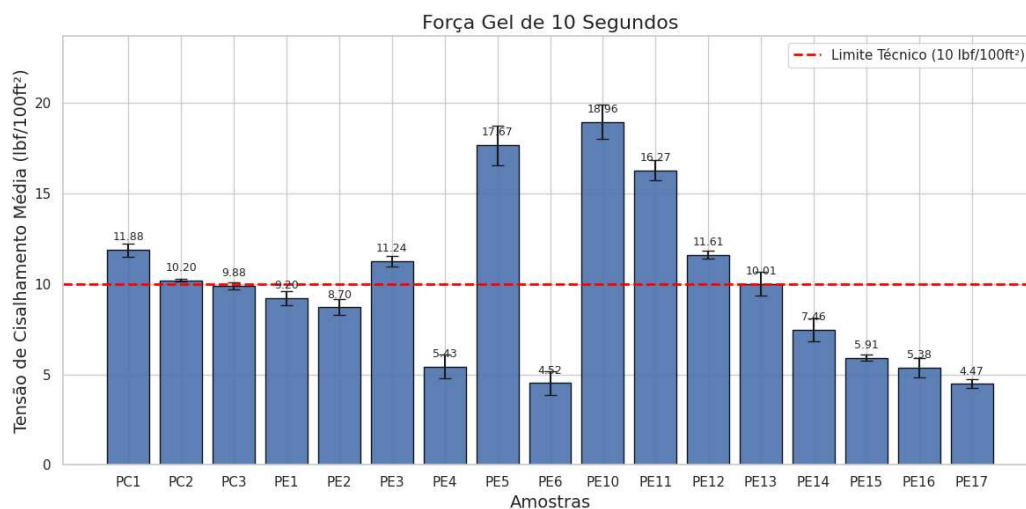
Após a mistura de cada amostra e o processo de medir a força gel no reômetro, foram obtidos os seguintes resultados demonstrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Força Gel de 10s

Amostra (Ordem)	Força Gel (lbf/100ft²)	Desvio Padrão (±)
	11,88	0,38
1 (PE17)	10,2	0,1
2 (PE16)	9,88	0,18
3 (PE15)	9,2	0,4
4 (PE14)	8,7	0,45
5 (PE13)	11,24	0,26
6 (PE12)	5,43	0,63
7 (PE11)	17,67	1,12
8 (PE10)	4,52	0,62
9 (PE1)	18,96	0,96
10 (PE2)	16,27	0,52
11 (PE3)	11,61	0,21
12 (PE4)	10,01	0,66
13 (PE5)	7,46	0,61
14 (PE6)	5,91	0,21
15 (PC1)	5,38	0,53
16 (PC2)	4,47	0,22
17 (PC3)		

Também foi feito um gráfico (Figura 11) para força gel de 10s, considerando o limite máximo (linha vermelha tracejada) de referência adotado.

Figura 11 - Resultados da Força Gel de 10s (G10s).



Pode-se observar que, 9 das 17 amostras analisadas apresentaram um G10s menor que o limite técnico estabelecido, sendo as amostras PC3, PE1, PE2, PE4, PE6, PE14, PE15, PE16 e PE17.

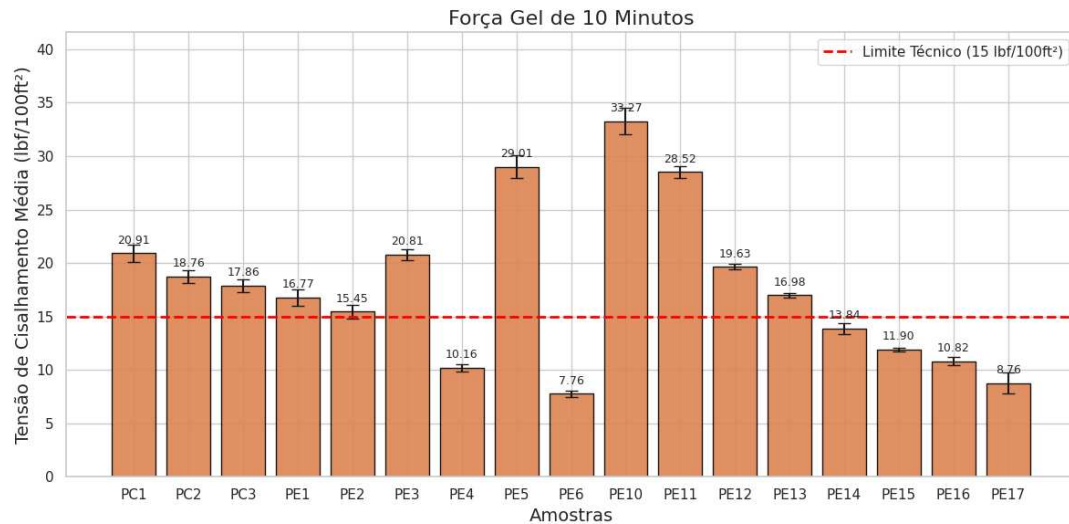
Após a medição dos dados de G10s, houve novamente o pré-cisalhamento de seguido pela pausa de 10 minutos para que a força gel fosse medida novamente pelo reômetro. Com isso, obteve-se a Tabela 6.

Tabela 6 - Força Gel de 10min

Amostra (Ordem)	Força Gel (lb/100ft²)	Desvio Padrão (±)
	20,91	0,81
1 (PE17)	18,76	0,66
2 (PE16)	17,86	0,56
3 (PE15)	16,77	0,77
4 (PE14)	15,45	0,6
5 (PE13)	20,81	0,56
6 (PE12)	10,16	0,36
7 (PE11)	29,01	1,01
8 (PE10)	7,76	0,31
9 (PE1)	33,27	1,22
10 (PE2)	28,52	0,52
11 (PE3)	19,63	0,23
12 (PE4)	16,98	0,23
13 (PE5)	13,84	0,54
14 (PE6)	11,9	0,15
15 (PC1)	10,82	0,37
16 (PC2)	8,76	0,96
17 (PC3)		

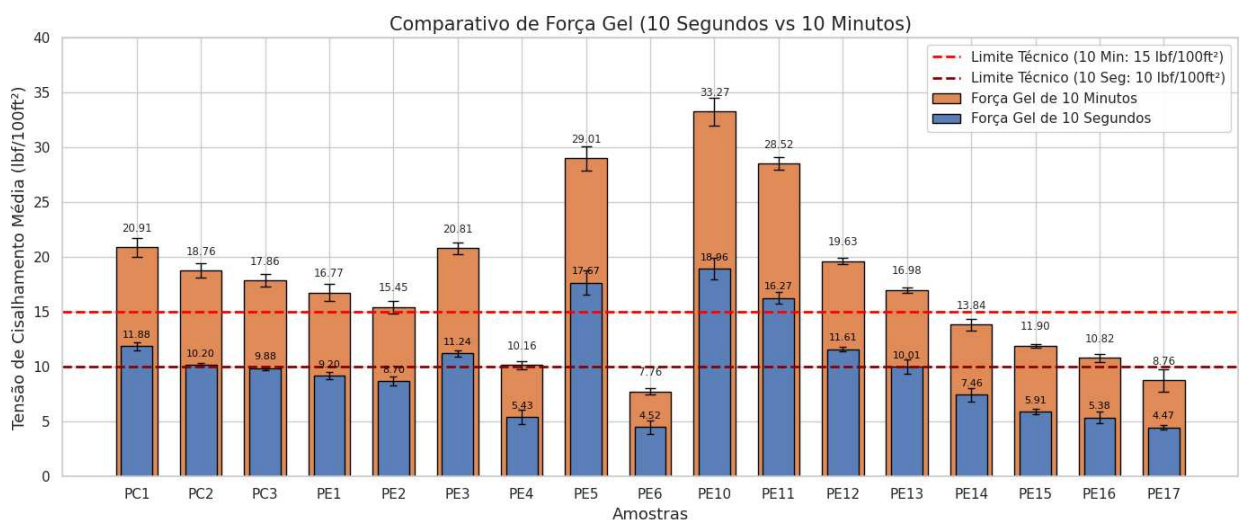
Com esses dados de G10min foram também foi feito um gráfico (Figura 12) seguindo o padrão da Figura 11, porém com o limite para o Gel Final.

Figura 12 - Resultados da Força Gel de 10min (G10min).



Com o resultado das amostras de força gel de 10min nota-se uma maior tensão de cisalhamento medida por todas as amostras (o que pode ser observado com a Figura 13), indicando que todas apresentaram um comportamento tixotrópico (a viscosidade diminui ao longo do tempo sob cisalhamento constante e se recupera quando o fluido é deixado em repouso), o que sugere a formação de um gel capaz de manter os detritos resultantes da operação de perfuração estáticos, sem que eles se depositem sobre a broca, sendo uma característica de extrema importância para os fluidos de perfuração.

Figura 13 - Comparativo G10s entre G10min



Além disso, observa-se que nesse caso (força gel de 10 minutos), das 17 amostras analisadas, 6 delas estavam abaixo do limite técnico estabelecido, sendo elas as amostras PE4, PE6, PE14, PE15, PE16 e PE17.

Com o resultado de ambos os tempos é possível notar que esses fluidos (PE4, PE6, PE14, PE15, PE16 e PE17) estão abaixo dos limites de ambos os casos (G10s e G10min) indicando serem fluidos apropriados para o uso, por não apresentarem uma força gel alta demais, que como foi dito em tópicos prévios, causa sérios problemas para a formação, podendo induzir ao fraturamento da rocha, resultando em perda severa de circulação e danos ao reservatório.

É preciso lembrar também que a força gel não pode ser baixa demais para evitar o *kick* e a deposição de detritos sobre a broca, e, portanto, para determinar se os fluidos abaixo do limite estabelecido poderiam ser utilizados, seria necessário o estabelecimento de um limite inferior, o que depende do tipo de formação onde o fluido seria utilizado.

Dessa forma, pode-se afirmar que os fluidos PE4, PE6, PE14, PE15, PE16 e PE17, são alternativas viáveis, mas para se determinar a/as melhor/es opção/ões é preciso verificar a janela operacional a depender do tipo do ambiente.

4.1 Avaliação Preliminar e Variáveis de Controle

Embora as especificações técnicas da Petrobras sugiram limites estáticos de segurança para a força gel (usualmente delimitados em 10 lbf/100ft² para o G10s e 15 lbf/100ft² para o G10min), a viabilidade de um fluido de perfuração leve não deve se restringir a uma avaliação binária de aprovação ou reprovação gráfica. O desempenho em campo depende intimamente de variáveis operacionais dinâmicas, como o diâmetro do anular do poço, a capacidade volumétrica das bombas da sonda e, sobretudo, a janela de fratura da formação (BRIDGES; ROBINSON, 2020).

Ao sobrepor os resultados reológicos (Figuras 11 e 12) com o planejamento experimental delineado na Tabela 4, revela-se que a aprovação das amostras não é um evento aleatório, mas sim um fenômeno governado pela concentração do modificador reológico. Constata-se que a quase totalidade das amostras aprovadas em ambos os regimes de repouso (PE6, PE14, PE15, PE16 e PE17) compartilham a característica de possuir os níveis mais baixos de viscosificante do delineamento (10,2 a 12 lb/bbl). Isso indica que, para o sistema base olefina

com microesferas de vidro, o excesso de viscosificante domina as interações interparticulares, levando a uma estruturação de gel excessiva que pode comprometer a hidrodinâmica do poço.

4.2 Interação Sinérgica dos Particulados e Análise de Picos

A importância da análise combinada das variáveis (Cal, HGM e Viscosificante) torna-se evidente ao avaliar o comportamento extremo da amostra PE10, que registrou a tensão máxima de 33,27 lbf/100ft² no G10min, ultrapassando em mais que o dobro o teto referencial. Essa magnitude não é um desvio, mas o reflexo direto da sua posição no Delineamento Composto Central Rotacional (DCCR).

A amostra PE10 representa o nível máximo simultâneo (+1) para os três aditivos estudados: Cal (18,4 lb/bbl), Microesferas (66 lb/bbl) e Viscosificante (17,2 lb/bbl). Conforme estudado por Gonzaga (2026), existe uma acentuada interação sinérgica física no estado estacionário: as partículas finas de cal atuam promovendo um empacotamento hierárquico, vedando os espaços intersticiais deixados pelas microesferas ocas de vidro (efeito conhecido como *bridging* ou vedação por pontes). Quando essa alta concentração de sólidos empacotados interage com níveis elevados de viscosificante organofílico durante o repouso, forma-se uma densa rede estrutural tridimensional. É essa rigidez estrutural a responsável primária pelo pico de tensão de cisalhamento necessário para romper o gel estático.

4.3 Géis Progressivos e Implicações Operacionais de Manobra

Para atestar a segurança operacional definitiva do fluido, a literatura especializada enfatiza que o foco não deve estar apenas no valor pontual da força gel, mas na sua taxa de progressão tixotrópica. Ao subtrair o G10s do G10min, mensura-se a progressividade do gel. Fluidos que apresentam "géis progressivos" (estruturas cuja resistência contínua a aumentar exponencialmente ao longo do tempo de repouso) constituem um dos maiores perigos na perfuração de poços complexos (BRIDGES; ROBINSON, 2020).

Observando as amostras reprovadas, como a PE10 e a PE11, nota-se um salto expressivo da tensão inicial (aprox. 16 lbf/100ft²) para o estado aos 10 minutos (28 a 33 lbf/100ft²). Em um cenário real de campo, após uma interrupção para conexão de tubos, a reativação das

bombas de circulação precisaria gerar pressões extremamente elevadas para quebrar a inércia desse gel espesso (pressão de *surge*). Se essa pressão exceder o limite de fratura da rocha, induz-se a quebra da formação e a perda irreversível do fluido — um cenário catastrófico, especialmente considerando que a própria finalidade da inclusão das microesferas de vidro (HGM) é o alívio da coluna hidrostática em zonas depletadas e frágeis.

Adicionalmente, durante a retirada da coluna de perfuração, essa alta resistência ao escoamento gera um severo efeito pistão (pressão de *swab*), o que pode succionar fluidos não desejados da formação para dentro do poço e ocasionar um *kick* (influxo descontrolado) (BRIDGES; ROBINSON, 2020). Portanto, conclui-se que as formulações otimizadas (PE4, PE6, PE14, PE15, PE16 e PE17) são recomendadas por configurarem géis planos ou frágeis (*fragile gels*): oferecem sustentação estática suficiente para as esferas e cascalhos, mas rompem-se sob baixa tensão cisalhante, respeitando as estritas exigências da janela de pressão operacional.

5. CONCLUSÕES

Diante de tudo que foi apresentado e dos resultados obtidos, pode-se concluir que o trabalho feito conseguiu atingir os seus objetivos, uma vez que a revisão bibliográfica deu um aparato geral acerca dos fluidos de perfuração, de forma clara e objetiva, permitindo entender melhor sobre essa área da indústria de extração de petróleo que é extremamente importante para a sociedade atual. Isso fez com que a análise feita acerca da força gel fosse melhor contextualizada e compreendida, e dando uma boa motivação para a realização de um estudo acerca desse parâmetro.

Além disso os ensaios em triplicata utilizando o reômetro de cilindros coaxiais acoplado ao banho termostático mostram ser altamente confiáveis para caracterizar a cinética de gelificação estática. Os fluidos analisados demonstraram comportamento não newtoniano tixotrópico dependente do tempo, característico de suspensões contendo aditivos estruturantes como polímeros e viscosificantes organofílicos associados às esferas de vidro.

Em suma, este estudo consolida o uso de microesferas ocas de vidro como aditivo viável para fluidos de baixa densidade, oferecendo um mapeamento de sensibilidade de formulações que permite perfurar com segurança em cenários de janela de pressão operacional estreita.

5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

- **Avaliação do Impacto da Quebra das Microesferas Ocas de Vidro (HGMs) no Desempenho e Reologia dos Fluidos:** Investigar experimentalmente a taxa de fragmentação e esmagamento das microesferas de vidro sob condições operacionais severas (como elevadas pressões isostáticas, taxas de cisalhamento extremas e esforço mecânico direto, simulando a passagem pela broca e o contato com a formação). Recomenda-se quantificar como a perda da integridade física das HGMs afeta a massa específica (aumento da densidade do fluido devido à formação de partículas de vidro sólido), o volume de filtrado e as propriedades reológicas, com ênfase nas variações da força gel. Além disso, sugere-se a aplicação de técnicas de caracterização microestrutural, como Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV), antes e após os ensaios de cisalhamento, para avaliar o grau de sobrevivência e a alteração granulométrica dos particulados.

- **Estudo da Evolução Tixotrópica e da Força Gel de 30 Minutos:** Realizar a medição e análise da força gel após um período estendido de repouso de 30 minutos (G30min), complementando os ensaios de G10s e G10min. O objetivo principal é avaliar a tendência de progressividade tixotrópica do gel em paradas prolongadas de circulação (como em operações complexas de manobra na coluna de perfuração). Este estudo permitirá verificar se os fluidos mantêm perfis de géis planos ou frágeis (*fragile gels*) ao longo do tempo ou se desenvolvem rigidez estrutural excessiva, prevenindo problemas operacionais graves no poço, tais como picos de pressão de reinício de bombeamento (*surge*) e efeitos de pistoneio (*swab*).

6. REFERÊNCIAS

AGWU, O. A critical review of drilling mud rheological models. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2021.

ALI, Imtiaz; AHMAD, Maqsood; GANAT, Tarek. Biopolymeric formulations for filtrate control applications in water-based drilling muds: A review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 210, p. 110021, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110021>.

API. **Standard Procedure for Field Testing Oil-Based Drilling Fluids** (API RECOMMENDED PRACTICE 13B-2). Washington: API, 2023.

BRIDGES, S.; ROBINSON, L. **Practical Handbook For Drilling Fluids Processing**. [S. l.]: Gulf Professional, 2020.

CAMARGO, Juliana de Carvalho. **Desenvolvimento de fluido aquoso polimérico de baixa densidade com microesferas ocas de vidro para perfuração de poços de petróleo**. 2026. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2026.

COELHO, José Mário. **Perfil da bentonita**. Relatório Técnico 43. Produto 28 – Outras Rochas e Minerais Industriais. Brasília: Ministério de Minas e Energia (MME), Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral (SGM), Projeto ESTAL/Banco Mundial (BIRD), 2009.

CORTEZ, Gilberto Garcia. **Aula Prática 02: Determinação do coeficiente de viscosidade em líquidos – Método de Stokes**. [S. l.]: Laboratório de Engenharia Química I, [20--]. 32 slides. Apresentação em slide.

DICIONÁRIO do Petróleo: força gel / gel strength. [S. l.: s. n.], [20--]. Disponível em: <https://dicionariopetroleoegas.com.br/dictionary/forca-gel/>. Acesso em: 2 dez. [s. d.].

FAGUNDES, Flávia Marques. **Estudo da sedimentação de partículas em fluidos de perfuração pelo uso da técnica de atenuação de raios gama**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.te.2019.28>.

FINK, J. **Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids**. [S. l.]: Gulf Professional Publishing, 2020.

GONZAGA, Ednan Raffael. **Formulação de fluidos de perfuração sintético leves empregando esferas ocas de vidro**. 2026. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2026. DOI: <https://doi.org/10.14393/ufu.di.2026.138>.

I, Manjiang et al. Numerical simulation of temperature and stress field distribution during the rapid quenching process of hollow glass microspheres. **Journal of Non-Crystalline Solids**, v. 654, art. 123447, p. 1-19, 2025.

KONBUL, Alparslan; OZBAYOGLU, Evren M.; MATA, Clara. Survival of hollow glass microspheres in drilling fluids applications – Effect of drill bit/formation contact. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S. l.], v. 195, p. 106966, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.106966>.

LIMA, Mário César de Siqueira et al. Influência do tamanho médio de poros na filtração de fluidos poliméricos: uma análise experimental. In: **Anais do [...]**. [S. l.: s. n.], 2025. No prelo.

LUZ, Adão Benvindo da; OLIVEIRA, Cristiano Honório de. Argila – Bentonita. In: LUZ, A. B.; LINS, F. F. (ed.). **Rochas e Minerais Industriais: usos e especificações**. 2. ed. Rio de Janeiro: CETEM, 2008. p. 239-254.

NASCIMENTO, R. C. A. M.; VIEIRA, T. M.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Avaliação da eficiência de inibidores de argilas expansivas para uso em fluidos de perfuração. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v. 4, n. 2, p. 12-19, 2009.

PALAORO, G. Influence of pressure on the gel strength and on the solid-like behavior for an inverted emulsion drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2022.

PERAZZO, A.; PREZIOSI, V.; GUIDO, S. Phase inversion emulsification: Current understanding and applications. **Advances in Colloid and Interface Science**, v. 222, p. 581-599, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.01.001>. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.cis.2015.01.001>.

Rotary Drilling - an overview | ScienceDirect Topics. Disponível
<<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/rotary-drilling>>.

<<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/rotary-drilling>>.SINGH, Irom Ragish; PULIKKAL, Ajmal Koya. Nano emulsions stabilized by natural emulsifiers: A comprehensive review on feasibility, stability and bio-applicability. **Journal of Drug Delivery Science and Technology**, v. 92, p. 105303, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jddst.2023.105303>.

SOUZA, Gabriel Reis Simplício de. **Estudo da estabilidade de fluido de perfuração de base olefínica em diferentes condições de temperatura e tempo de envelhecimento**. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2024. DOI: <https://doi.org/10.14393/ufu.di.2024.5091>.

TANNER, R. I.; WALTERS, K. **Rheology: An Historical Perspective**. [S. l.]: Elsevier, 1998.

3M BRASIL. [S. l.]: 3M, 2026. Disponível em:
https://www.3m.com.br/3M/pt_BR/p/d/b40064642/. Acesso em: 5 ago. 2026.

XIAO, Tianlong et al. Advances in emulsion stability: A review on mechanisms, role of emulsifiers, and applications in food. **Food Chemistry: X**, v. 29, p. 102792, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fochx.2025.102792>.