



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA



EDNAN RAFFAEL GONZAGA

**FORMULAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICO LEVES
EMPREGANDO ESFERAS OCAS DE VIDRO**

Uberlândia – MG

2026



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA



**FORMULAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICO LEVES
EMPREGANDO ESFERAS OCAS DE VIDRO**

Ednan Raffael Gonzaga

Orientador: Prof. Dr. Claudio Roberto Duarte

Coorientadora: Profa. Dra. Marina Seixas Pereira

Dissertação submetida ao Programa de Pós- Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Engenharia Química.

Uberlândia – MG

2026

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

G642 2026	Gonzaga, Ednan Raffael, 1998- FORMULAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO SINTÉTICO LEVES EMPREGANDO ESFERAS OCAS DE VIDRO [recurso eletrônico] / Ednan Raffael Gonzaga. - 2026. Orientador: Claudio Roberto Duarte. Coorientador: Marina Seixas Pereira. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Química. Modo de acesso: Internet. DOI http://doi.org/10.14393/ufu.di.2026.138 Inclui bibliografia. 1. Engenharia química. I. Duarte, Claudio Roberto, 1975-, (Orient.). II. Pereira, Marina Seixas, 1985-, (Coorient.). III. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Química. IV. Título. CDU: 66.0
--------------	---

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Química

Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 1K, Sala 206 - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG,
CEP 38400-902

Telefone: (34)3239-4249 - www.ppgeq.feq.ufu.br - secppgeq@feq.ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-graduação em:	Engenharia Química				
Defesa de:	Mestrado Acadêmico, 2/2026, PPGEQ				
Data:	13 de fevereiro de 2026	Hora de início:	08:00	Hora de encerramento:	09:44
Matrícula do Discente:	12412EQU003				
Nome do Discente:	Ednan Raffael Gonzaga				
Título do Trabalho:	Formulação de fluidos de perfuração sintético leves empregando esferas ocas de vidro				
Área de concentração:	Desenvolvimento de Processos Químicos				
Linha de pesquisa:	Processos de Separação				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Fluidos leves para perfuração de poços de petróleo				
ODS-ONU:	ODS 9 - Indústria, Inovação e Infraestrutura				

Reuniu-se por meio de webconferência, a Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Química, assim composta: Doutores: Heitor Otacílio Nogueira Altino - PPGEQ/UFU e Professores Doutores: Irineu Petri Júnior - PPGQM/UFLA, Rubens Gedraite - PPGEQ/UFU, Marcos Antônio de Souza Barrozo - PPGEQ/UFU e Claudio Roberto Duarte - PPGEQ/UFU, orientador do candidato.

Iniciando os trabalhos o presidente da mesa, Prof. Dr. Claudio Roberto Duarte, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato, agradeceu a presença do público, e concedeu ao discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir, o presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente aos examinadores, que passaram a arguir o candidato. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final considerando o candidato:

Aprovado.

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação

interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Claudio Roberto Duarte, Professor(a) do Magistério Superior**, em 13/02/2026, às 09:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Heitor Otacílio Nogueira Altino, Usuário Externo**, em 13/02/2026, às 09:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcos Antonio de Souza Barrozo, Professor(a) do Magistério Superior**, em 13/02/2026, às 09:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Irineu Petri Júnior, Usuário Externo**, em 13/02/2026, às 09:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rubens Gedraite, Professor(a) do Magistério Superior**, em 13/02/2026, às 09:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **7026310** e o código CRC **C83DDA94**.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivo Geral.....	5
1.2	Objetivos Específicos.....	6
2	Fundamentos teóricos	7
2.1	Fluido de Perfuração.....	7
2.2	Funções do Fluido de Perfuração	10
2.3	Classificação de Fluidos de Perfuração.....	13
2.4	Parâmetros do Fluido a Serem Controlados.....	15
2.5	Componentes do Fluido.....	16
2.6	Mecanismos do Controlador de Filtrado	17
2.7	Mecanismos de Ativação do Viscosificante (Bentonita).....	21
2.8	Influência de Aditivos Sólidos ao Fluido.....	24
2.9	Microesferas Ocas de Vidro (MEV)	26
2.10	Análises Reológicas	29
3	MATERIAIS E MÉTODOS.....	32
3.1	Metodologia de preparo do fluido	32
3.2	Caracterização Reológica e Força Gel	33
3.3	Determinação do Volume de Filtrado.	36
3.4	Determinação da Densidade	37
3.5	Granulometria	37
3.6	Modelo Reológico	38
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	40
4.1	Pré-Testes Experimentais.....	40
4.2	Planejamento Exploratório.....	44

4.3	Planejamento Composto Central	53
5	CONCLUSÕES	71
	REFERÊNCIAS	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - Janela de pressão operacional.	4
Figura 2-1 - Esquema do ciclo completo do fluido de perfuração.	8
Figura 2-2 - Diagrama esquemático ilustrando a formação de torta de filtração em um poço: a) torta de filtragem espessa e b) torta de filtragem fina.	20
Figura 2-3. - O diâmetro das partículas nemáticas ou sólidas poliméricas versus o diâmetro do espaço poroso.	21
Figura 2-4 - Ativação da bentonita por via ultrassônica.	23
Figura 2-5 - Agente de ativação química da bentonita.	23
Figura 2-6 - Ativação da bentonita por via química.	24
Figura 2-7 - Densidades efetivas de bolhas de vidro 3M (GB) sob pressão.	28
Figura 3-1 – Fluxograma	32
Figura 3-2 - Reômetro Brookfield®, modelo R/S Plus, Spindle CC3-40.	34
Figura 3-3 - Banho térmico Brookfield®, TC-602.	35
Figura 3-4 - Viscosímetro Fann 35.	35
Figura 3-5 - Filtro HPHT Filter Rress Series 387.	36
Figura 3-6 - Picnometro maciço cilíndrico.	37
Figura 3-7 - Mastersizer 2000 (Malvern).	38
Figura 4-1 - Perfis reológicos em função da concentração de MEV.	41
Figura 4-2 - Densidade vs. Viscosidade em função da concentração de MEV. .	42
Figura 4-3 - Torta de filtrado espessa, indicando falha na filtração.	47
Figura 4-4 - Resultados experimentais planejamento preliminar: Teor volumétrico de sólidos, densidade e volume de filtrado.	48
Figura 4-5 - Resultados experimentais planejamento preliminar: L600, L300, L200, L100, L6, L3.	50
Figura 4-6 - Superfícies de resposta: (a) L600, (b) L300, (c) L200, (d) L100, (e) L6, (f) L3, (g) Densidade e (h) Volume de filtrado.	52
Figura 4-7 - Distribuição granulométrica das MEV.	53
Figura 4-8 - Distribuição granulométrica do calcário.	53

Figura 4-9 – Ilustração para a hipótese: caminhos preferenciais na torta de filtrado.	54
Figura 4-10 - Distribuição granulométrica da cal.	55
Figura 4-11- Resultados experimentais planejamento composto central: L600.	58
Figura 4-12 - Resultados experimentais planejamento composto central: L300.	59
Figura 4-13 - Resultados experimentais planejamento composto central: L200.	59
Figura 4-14 - Resultados experimentais planejamento composto central: L100.	60
Figura 4-15 - Resultados experimentais planejamento composto central: L6. ...	60
Figura 4-16 - Resultados experimentais planejamento composto central: L3. ...	61
Figura 4-17 - Resultados experimentais planejamento composto central: Densidade.	61
Figura 4-18 - Resultados experimentais planejamento composto central: Volume de filtrado	62
Figura 4-19 - Resultados experimentais planejamento composto central: Teor volumétrico de sólidos	62
Figura 4-20 – Volume de filtrado e teor volumétrico de sólidos.	63
Figura 4-21 - Superfície de resposta planejamento composto central: L600.	66
Figura 4-22 - Superfície de resposta planejamento composto central: L300.	67
Figura 4-23 - Superfície de resposta planejamento composto central: L200.	67
Figura 4-24 - Superfície de resposta planejamento composto central: L100.	68
Figura 4-25 - Superfície de resposta planejamento composto central: L6.	68
Figura 4-26 - Superfície de resposta planejamento composto central: L3.	69
Figura 4-27 - Superfície de resposta planejamento composto central: Densidade.	69
Figura 4-28 - Superfície de resposta planejamento composto central: Volume de filtrado.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Dados técnicos dos modelos de microesferas de vidro.....	29
Tabela 3-1 - Formulação Utilizada no 1° Planejamento.....	33
Tabela 4-1 - Parâmetros da Equação de Herschel-Buckley.	40
Tabela 4-2 - Volume de MEV para sonda de 6000 bbl.	43
Tabela 4-3 - Formulação Utilizada no PCC.	43
Tabela 4-4 - Parâmetros Desejados vs. Parâmetros experimentais obtidos.	45
Tabela 4-5 - Níveis das Variáveis do Planejamento Preliminar.	45
Tabela 4-6 - Experimentos vs. Níveis das Variáveis do Planejamento Exploratório.	46
Tabela 4-7 - Resultados Experimentais do Planejamento Preliminar	46
Tabela 4-8 - Níveis das Variáveis do Planejamento Composto Central.	56
Tabela 4-9 - Níveis das Variáveis do Planejamento.	57
Tabela 4-10 - Resultados Experimentais do Planejamento Composto Central ..	57

LISTA DE SÍMBOLOS

D	Diâmetro de partícula [L]	
D50	Diâmetro no qual se encontram 50% do diametro das partículas	[L]
K	Índice de consistência	[ML ⁻¹ T ⁻¹]
L3, ..., L600	Leituras do viscosímetro Fann	[ML ⁻²]
n	Índice de comportamento de fluxo	[–]
R²	Coefficiente de determinação	[–]
V_f	Volume de filtrado	[L ³]
X1	Variável independente 1	[ML ⁻³]
X2	Variável independente 2	[ML ⁻³]
X3	Variável independente 3	[ML ⁻³]
α	Nível de rotatabilidade (alfa)	[–]
β	Coefficientes de regressão do modelo estatístico	[–]
γ	Taxa de cisalhamento	[T ⁻¹]
τ	Tensão de cisalhamento	[ML ⁻¹ T ⁻¹]
τ_y	Tensão limite de escoamento	[ML ⁻¹ T ⁻¹]
μ_p	Viscosidade plástica	[ML ⁻¹ T ⁻¹]
ρ	Massa específica	[ML ⁻³]
API	<i>American Petroleum Institute</i>	
PCC	Planejamento Composto Central	
HGM/MEV	Microesferas Ocas de Vidro (<i>Hollow Glass Microspheres</i>)	
HPHT	Alta Pressão e Alta Temperatura (<i>High Pressure High Temperature</i>)	
MSR	Metodologia de Superfície de Resposta	
O/A	Razão Óleo/Água	
PSD	Distribuição de Tamanho de Partícula (<i>Particle Size Distribution</i>)	

RESUMO

O Brasil é um dos principais produtores de petróleo e gás da América Latina, com vastas reservas e uma infraestrutura bem desenvolvida. O avanço da exploração *offshore* em águas cada vez mais profundas exige o desenvolvimento de fluidos de perfuração com propriedades aprimoradas. Esses fluidos devem ser capazes de equilibrar o diferencial de pressão entre a coluna hidrostática da água do mar e a formação geológica, minimizando o impacto ambiental. Com o esgotamento gradual dos reservatórios em profundidades de lâmina d'água rasas e médias, a perfuração em águas ultraprofundas tornou-se crucial para a continuidade da produção. No entanto, essas operações exigem fluidos de alto desempenho que possam suportar altas pressões e temperaturas, além de formações geológicas complexas. Nesse contexto, microesferas ocas de vidro (MEVs) estão sendo estudadas como aditivos promissores para fluidos de perfuração, possibilitando a viabilidade de poços com faixas de pressão mais exigentes. Devido à sua incompressibilidade, essas microesferas permitem uma redução na densidade do fluido sem comprometer suas propriedades reológicas essenciais. Neste estudo, um planejamento composto central (CCD) foi conduzido para avaliar a influência de variáveis-chave — como a concentração de HGM, a concentração de agente viscosificante e a relação óleo/água (%O/A) — nas propriedades de um fluido de perfuração sintético. As propriedades estudadas incluíram L600, L300, L200, L100, L6, L3, perda de fluido e densidade. O mecanismo de filtração de um fluido ultraleve, com viscosidade de 6,2 ppg e 100% olefínico, contendo HGMs, também foi investigado. Os resultados demonstraram a viabilidade da aplicação de HGMs, destacando seu potencial para a formulação de fluidos de perfuração em ambientes geologicamente complexos.

Palavras-chave: Janela operacional de pressão, Lâmina d'água profunda, Formação de reboco, Base não aquosa, Janela operacional, Hidrodinâmica de poços.

ABSTRACT

Brazil is a leading oil and gas producer in Latin America, with vast reserves and a well-developed infrastructure. The advancement of offshore exploration in increasingly deep waters necessitates the development of drilling fluids with enhanced properties. These fluids must be capable of balancing the pressure differential between the hydrostatic column of seawater and the geological formation while minimizing environmental impact. With the gradual depletion of reservoirs at shallow and medium depths, drilling in ultra-deep water has become crucial for continued production. However, these operations demand high-performance fluids that can withstand high pressures and temperatures, in addition to complex geological formations. In this context, hollow glass microspheres (HGMs) are being studied as promising additives for drilling fluids, enabling the viability of wells with narrow pressure windows. Due to their incompressibility, these microspheres allow for a reduction in fluid density without compromising their essential rheological properties. In this study, a Central Composite Design (CCD) was conducted to evaluate the influence of key variables—such as HGM concentration, viscosifier concentration, and oil-to-water ratio (%O/W)—on the properties of synthetic drilling fluid. The properties studied included L600, L300, L200, L100, L6, L3, fluid loss, and density. The filtration mechanism of an ultra-lightweight, 6.2 ppg, 100% olefinic fluid containing HGMs was also investigated. The results demonstrated the viability of applying HGMs, highlighting their potential for formulating drilling fluids in geologically complex environments.

Keywords: Drilling window, Deepwater, Filter cake formation, Non-aqueous base, Operating window, Wellbore hydrodynamics.

1 INTRODUÇÃO

Os primeiros registros de que se tem notícia sobre a procura de petróleo no Brasil relacionaram-se às concessões dadas pelo imperador D. Pedro II em 1858, para a pesquisa e lavra de carvão e folhelhos betuminosos na região de Ilhéus, Bahia e, em 1864, para pesquisa e lavra de turfa e petróleo na mesma região. Assim, nestes 140 anos, a exploração de petróleo no Brasil evoluiu sustentada por crescimento do conhecimento geológico, aumento expressivo da demanda por derivados do petróleo, disponibilidade de recursos financeiros, choques dos preços internacionais e marcos regulatórios implantados. O evento mais importante no período foi a criação da Petrobras em 1953, com a responsabilidade de atuação exclusiva neste segmento da indústria (LUCCHESI, 2005).

A dependência em relação ao petróleo consolidou-se em meados do século XX e vem se mantendo constante, sendo que as projeções da Agência de Informações de Energia dos Estados Unidos (IEA) apontam para a continuidade de sua liderança na matriz energética mundial até 2030. A distribuição desigual desse recurso na natureza estabelece, contudo, uma série de complexas relações geopolíticas, pois o controle das reservas de petróleo e gás natural está sempre no centro das relações econômicas, políticas e militares entre países produtores e importadores. Dado que a disponibilidade e o controle sobre esse recurso têm consequências sobre o crescimento e a competitividade das nações, todos os Estados nacionais preocupam-se com seu aprovisionamento (PIQUET, 2011).

A indústria do petróleo, embora classificada como extrativa mineral, é especial, pois as características físico-químicas do petróleo na natureza exigem, para sua extração e produção, atividades de grande complexidade tecnológica, vasta pluralidade de tecnologias empregadas nas fases de perfuração sondagem e extensa base multidisciplinar de conhecimento (geofísica, sismologia, modelagem, resistência de materiais) (JUNIOR, 2007).

O Brasil é um dos maiores produtores de petróleo e gás da América Latina. O país possui vastas reservas de recursos naturais e uma infraestrutura de petróleo e gás bem desenvolvida. A indústria extrativa desempenha um papel importante na economia do

Brasil e atrai investimentos estrangeiros significativos. O Brasil é o maior produtor de petróleo da América Latina (9º mundial), impulsionado pela infraestrutura do Pré-sal. Em 2024, as exportações de óleo bruto e derivados superaram US\$ 50 bilhões, representando 15% da pauta exportadora nacional. Atualmente, o setor responde por 12% do PIB industrial brasileiro. Com investimentos em Exploração e Produção (E&P) projetados em US\$ 102 bilhões para o período 2025-2029 (IBP, 2025), o país mantém o foco na expansão de fronteiras offshore e na otimização da balança comercial de hidrocarbonetos.

Em fato relevante publicado em 8 de agosto de 2007 (Barbassa, 2007), a Petrobras definiu as rochas do pré-sal como reservatórios situados sob extensa camada de sal que se estende na região costa-afora entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, numa faixa com cerca de 800 km de comprimento por 200 km de largura. Nessa faixa, a lâmina d'água varia de 1.500 a 3.000 m de profundidade, e os reservatórios estão localizados sob uma pilha de rochas com 3.000 a 4.000 m de espessura, situada abaixo do fundo marinho. Os aspectos geológicos dos reservatórios do pré-sal foram abordados em profundidade em trabalho de revisão de Papaterra (2010), referência essencial sobre o tema (RICCOMINI, 2012).

A exploração de reservatórios como os do Pré-sal impõe condições operacionais extremas (pressões elevadíssimas), temperaturas altas e a presença da extensa e espessa camada de sal. A perfuração e a completação desses poços em grandes profundidades requerem fluidos de perfuração com propriedades muito específicas e robustas, capazes de manter a estabilidade do poço, controlar as pressões e otimizar a remoção de cascalho sob esse ambiente hostil. Fluidos aquosos convencionais não possuem a estabilidade e o desempenho necessários para essas condições, levando à exigência de composições mais especializadas, frequentemente baseadas em óleo. Esses fluidos, essenciais para o sucesso e a segurança das operações do Pré-sal, são comumente empregados na forma de emulsões invertidas (SANTOS, 2020).

O controle das geopressões ou da estanqueidade da perfuração é feito por meio da pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração. Seu peso específico é escolhido de forma a exercer uma pressão ligeiramente maior que a pressão de poros da

formação (impedindo que fluidos nela contidos migrem para dentro do poço), sem, contudo, ultrapassar a pressão de fratura do maciço (o que provocaria perda de circulação para a formação) (TESSARI, 2019).

Na prática, é usual considerar uma margem de segurança para levar em conta as pressões diferenciais causadas pela descida ou subida da broca ou das colunas de revestimento. O valor desta margem varia de acordo com a política interna de cada empresa, do tipo e da localização do poço, girando em torno de 0,5 a 0,9 (RAHMAN; CHILINGARIAN, 1995). Incorporando esta margem de segurança às curvas de pressão de poros e pressão de fratura, obtém-se as curvas tracejadas de "Densidade do fluido de perfuração" e de "Pressão de fratura com margem de *kick* ilustradas na Figura 1.1.

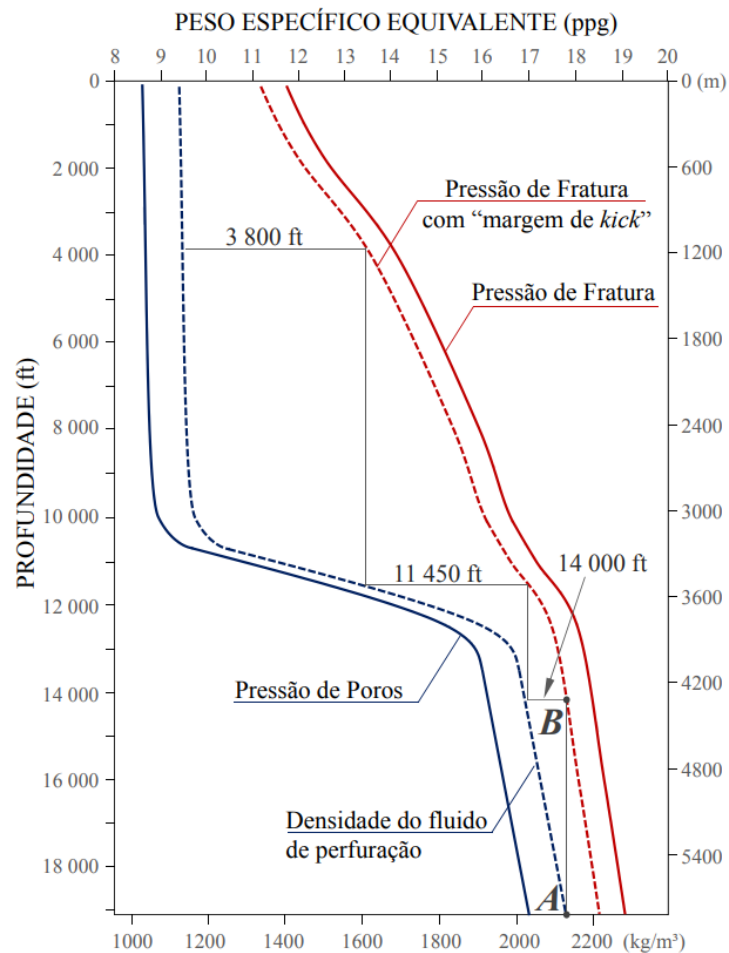
O controle da pressão hidrostática gerada pelo fluido no poço tem como principal variável a densidade, para controlar e atender a condições operacionais mais exigentes a demanda por fluidos de perfuração leves (6,5 a 7,5 ppg) e levíssimos (<6,5 ppg) tem aumentado nos últimos anos.

Os fluidos de perfuração comumente utilizados na forma das chamadas emulsões invertidas correspondem a sistemas trifásicos, denominados: óleo, água e aditivos particulados, que incluem emulsificantes ou sistemas emulsificantes, agentes viscosificantes, aditivos para evitar a perda de carga, reservas alcalinas e modificadores reológicos, que juntos compõem uma formulação que pode ser adaptada às necessidades de desempenho (FINK, 2020).

Com o crescente avanço do processo de busca do petróleo no mar conhecido como perfuração *offshore* e em profundidades de lâmina de água cada vez maiores, fluidos com propriedades cada vez mais específicas estão sendo desenvolvidos e aplicados, objetivando em especial vencer o diferencial de pressão gerado entre a coluna hidrostática da água do mar e a coluna de rocha onde este elemento de interesse está armazenado, sem gerar danos em especial ao ambiente marinho. A perda de pressão hidrostática do fluido de perfuração em relação à pressão do fluido contido nas formações atravessada implica um fenômeno conhecido pelo pessoal da sonda como *kick* (entrada de fluidos da formação para o poço ao ser perdido a coluna hidrostática do poço) (SEED, 2009, p. 19-20). Um *kick* não combatido com a devida segurança implicará um fenômeno conhecido na perfuração como *blowout*, que é o vazamento incontrollável de petróleo ou

gás de um poço de petróleo para a superfície, ocorrendo quando a pressão subterrânea vence as barreiras de segurança. É um evento crítico, que pode provocar incêndios, explosões e graves desastres ambientais, culminando em perda da sonda e até perda de vidas.

Figura 1-1 - Janela de pressão operacional.



Fonte: Adaptado de Tessari (2019).

Com o esgotamento gradual dos recursos de petróleo e gás de profundidade rasa e média, a perfuração profunda e ultra profunda de petróleo e gás tornou-se uma abordagem e direção importante para a aquisição de recursos de petróleo e gás (DOU, 2021). No entanto, a perfuração profunda requer fluidos de perfuração de alto desempenho devido à alta temperatura e pressão do fundo do poço, bem como às condições geológicas

complexas (incluindo a presença de sal e rochas de sal-gesso). O desempenho insatisfatório do fluido de perfuração pode levar ao colapso do poço, engarrafamento de tubos, perda de circulação, explosões e outras complexidades ou incidentes, o que impedirá a segurança e a eficiência da perfuração.

Devido aos desafios enfrentados com a perda de circulação do fluido, a alta reatividade das camadas salinas no pré-sal e o controle de pressão da janela operacional, diversas novas tecnologias de fluidos e aditivos estão sendo desenvolvidas e empregadas para uma operação com menor custo e maior efetividade. Nesse sentido, os fluidos sintéticos orgânicos têm sido frequentemente utilizados para perfurações, devido as boas características reológicas. Estes fluidos apresentam baixa reatividade, características reológicas adequadas, boas taxas de penetração, além de apresentarem menor toxicidade devido à biodegradabilidade. Além disso, para uma janela de perfuração segura de forma a evitar acidentes, a pressão operacional deverá ser menor que a pressão de fratura da formação e maior que a pressão dos poros. Através do controle da densidade dos fluidos é possível alterar a pressão hidrostática em que ocorre a perfuração.

Assim, microesferas ocas de vidro estão sendo exploradas como um novo aditivo capaz de viabilizar perfurações de poços em regiões altamente complexas, em que a janela de pressão é pequena. Devido a incompressibilidade das esferas de vidro, é possível aplicá-los a uma vasta gama de fluidos, na qual elas diminuem a sua densidade, sem alterar outras características reológicas essenciais para o fluido de perfuração. A adição de microesferas de vidro tem se mostrado útil na substituição dos complexos sistemas pneumáticos e de fluidos gasosos ao redor do mundo, além de aplicações em campo mostrarem resultado satisfatório para esse novo aditivo.

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral desta pesquisa fundamenta-se no desenvolvimento, caracterização e otimização de um fluido de perfuração sintético ultraleve, formulado especificamente para as complexas operações em águas ultraprofundas. O estudo visa determinar o ponto operacional otimizado para sistemas de emulsão inversa, priorizando a redução drástica da densidade através da incorporação estratégica de microesferas ocas de vidro

(HGS/MEV). O foco central reside na identificação da densidade mínima tecnicamente viável que assegure a integridade e a segurança operacional, mantendo a pressão hidrostática rigorosamente dentro da estreita janela de segurança (entre os gradientes de poro e de fratura), mitigando assim os riscos de influxos (*kicks*) e perda de circulação. Adicionalmente, a investigação abrange a análise das interações sinérgicas entre as microesferas e agentes de ponteamto, visando garantir a estabilidade reológica e a eficiência do controle de filtração sob condições severas de alta pressão e alta temperatura (HPHT).

1.2 Objetivos Específicos

- Determinar as concentrações ideais de MEV, cal hidratada e agentes viscosificantes usando um Planejamento Composto Central (CCD), visando alcançar uma redução de densidade significativa sem comprometer a integridade estrutural do fluido.
- Avaliar e ajustar o comportamento de fluido não-newtoniano de suspensões sintéticas carregadas com MEV ao modelo de Herschel-Bulkley, analisando o impacto da fração mássica de esferas rígidas na tensão de escoamento (τ_y), no índice de consistência (K) e no índice de comportamento de fluxo (n).
- Investigar o "paradoxo da filtração" em sistemas de densidade ultrabaixa em fluidos 100% sintéticos, comparando o desempenho do calcário tradicional com o da cal hidratada, identificando o papel da distribuição do tamanho de partículas (PSD) e do empacotamento hierárquico na prevenção de caminhos de fluxo preferenciais.
- Estabelecer modelos empíricos preditivos por meio da Metodologia de Superfície de Resposta (MSR) para compreender como componentes chaves do fluido influenciam em parâmetros operacionais cruciais para a perfuração de poços em condições alta pressão e alta temperatura (HPHT): L3, L6, L100, L200, L300, L600, densidade e volume de filtrado.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Fluido de Perfuração

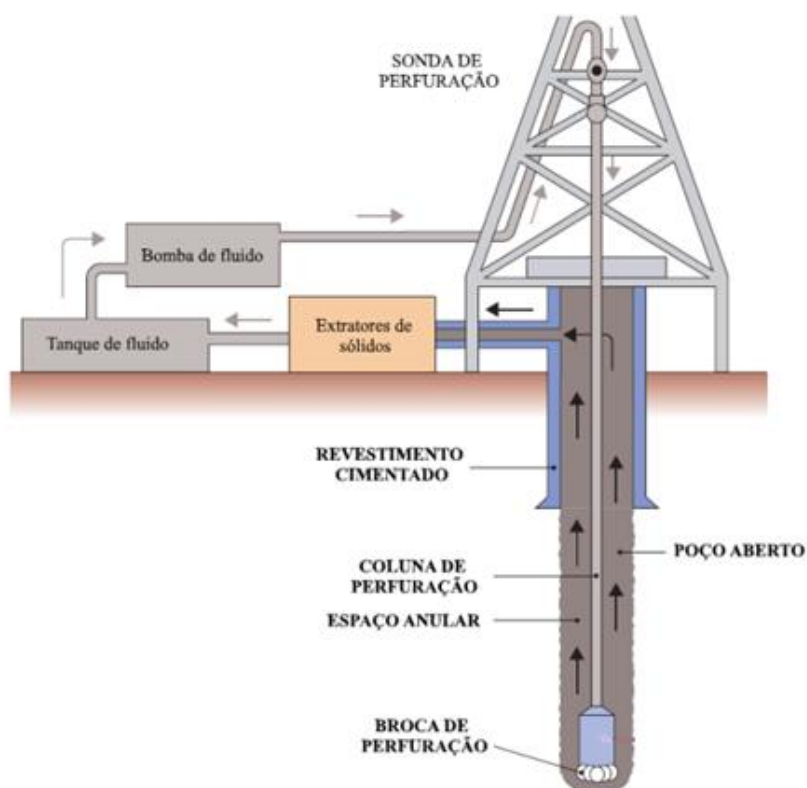
A tecnologia de perfuração foi submetida a uma evolução rápida ao longo dos anos. Em 1859, o primeiro poço foi perfurado usando a perfuração de ferramenta de cabo. O método estabeleceu a base para as tecnologias futuras e foi amplamente utilizado até o século XX, quando a tecnologia de perfuração rotativa foi introduzida. Após o aumento da demanda mundial de energia e o esgotamento rápido das reservas convencionais, o processo de exploração mudou para campos *offshore*. O aumento da complexidade das reservas ao longo do tempo levou ao desenvolvimento da tecnologia de perfuração direcional, técnicas de estimulação de poços, como fraturamento hidráulico, seguido pela implementação recente de perfuração automatizada na indústria 4.0 (E.I. Epelle, 2020).

A necessidade desse rápido desenvolvimento de tecnologia surge do fato de que a perfuração é o único processo primordial conhecido para extrair os hidrocarbonetos do subsolo. Somente após a perfuração de um poço selvagem, a perspectiva de hidrocarboneto pode ser confirmada. Requer uma quantidade significativa de investimento, infraestrutura, instalações e capital humano altamente qualificado. Assim, desenvolver a lama de perfuração mais eficaz e econômica é essencial para um procedimento de perfuração bem-sucedido. Junto com isso, os impactos ambientais também são levados em consideração. O fluido de perfuração é responsável por quase 1/5 do custo total do processo de perfuração (A. Hamoodi, 2018).

Os fluidos de perfuração são vistos de diferentes maneiras por diferentes autores. O Instituto Americano de Petróleo (API) considera fluido de perfuração qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável. Contudo, autores como Thomas (2001) consideram os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem comportamentos de fluidos não newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002).

O fluido de perfuração, também conhecido como lama de perfuração, é essencial para o controle da pressão hidrostática exercida sobre o poço durante a perfuração. Ao longo de todo o processo, um sistema composto por tanques de armazenamento de fluidos de alta capacidade, bombas de lama de grande vazão, coluna de perfuração, broca, e sistemas de limpeza de fluidos, entre outros componentes, opera de forma contínua. Esse circuito visa manter a integridade das formações geológicas atravessadas, garantir a segurança da equipe de perfuração e proteger o meio ambiente. A Figura 2.1 ilustra de forma esquemática um sistema de perfuração convencional.

Figura 2-1 - Esquema do ciclo completo do fluido de perfuração.



Fonte: Adaptada de IOGP (2016).

Embora os fluidos de perfuração à base de óleo ofereçam excelente estabilidade para formações de xisto, seu uso ainda tem muitas desvantagens devido a não serem ecologicamente corretos e de alto custo (NING, 2010; ZHAO, 2008, BOYOU, 2019), en-

quanto os fluidos de perfuração à base de água alcançaram rápido desenvolvimento porque oferecem alta estabilidade térmica e boa anti-descamação (ZHONG, 2011; ZHONG, 2013; YANG, 2022; WANG, 2022). Portanto, continuar a regular as propriedades reológicas é considerado um tópico importante.

Segundo Pereira (2022) a pseudoplasticidade (ou comportamento não-newtoniano) significa que a viscosidade do fluido diminui à medida que a taxa de cisalhamento (o esforço de corte) aumenta, e vice-versa. Essa propriedade permite que o fluido se adapte a diferentes condições de fluxo dentro do poço, garantindo funções essenciais em cada seção.

No fundo do poço, ao passar pelos jatos da broca, o fluido é submetido a uma velocidade extremamente alta e a uma taxa de cisalhamento máxima tendo um comportamento como se tivesse uma baixa viscosidade. A vantagem é que a baixa viscosidade reduz a perda de carga e a resistência ao fluxo, permitindo que o fluido seja bombeado com menos energia e flua rapidamente. Além disso, a baixa viscosidade na broca maximiza o impacto hidráulico (força dos jatos) do fluido sobre a rocha, o que ajuda a limpar o fundo do poço e resfriar a broca de forma eficiente.

Ao sair da broca e retornar para a superfície, o fluido ocupa o espaço anular (entre a coluna e a parede do poço), onde o diâmetro é maior e a velocidade de fluxo é significativamente menor. Consequentemente, a taxa de cisalhamento é baixa. Tendo um comportamento de uma alta viscosidade (retorno à sua consistência original). A vantagem é que a alta viscosidade é crucial para o transporte de cascalhos. Ela aumenta a capacidade de carregamento do fluido (evitando que os cascalhos sedimentem) e, em caso de interrupção da circulação (bombeamento zero), as forças de gel do fluido (ligadas à tixotropia) entram em ação. Isso faz com que o fluido se comporte como um gel semi-sólido, mantendo os cascalhos em suspensão, o que evita que eles se depositem no fundo do poço e prendam a coluna de perfuração.

Fluidos de perfuração comumente podem fornecer pelo menos dois tipos de proteção (BOUGOUIN, 2022; AFONSO, 2021; HAO, 2014; KHODJA, 2010), por um lado, é evitar a instabilidade do poço (MEREY, 2016) e manter a perfuração suave, por outro, pode fornecer proteção para a formação do reservatório para evitar a poluição das partículas sólidas do sistema de fluidos, diminuindo suas quantidades de uso. No entanto, há

fluidos de perfuração menos eficientes direcionados à formação de NGH (*nature gás hydrates*) marinho, especialmente considerando as fracas propriedades mecânicas devido aos seus requisitos especiais de adaptação à temperatura mais baixa (LI, 2022), como boa fluidez, características reológicas, perda de filtração relativamente baixa e bo-los de filtração de boa qualidade, bem como fatores ecológicos.

Como fluidos de circulação versáteis, os fluidos de perfuração podem suspender e remover cortes (MAHMOUD, 2020), equilibrar a pressão da formação (ELKATATNY, 2019), lubrificar as ferramentas de perfuração (HUMMOD, 2019), transferir a energia hidráulica (GAMAL, 2019), reduzir o calor (KUSRINI, 2020) e assim por diante. À medida que poços profundos e ultraprofundos são cada vez mais explorados, materiais de ponderação têm sido usados em grande escala para ajustar a densidade (JEENNAKORN, 2019), controlar a pressão no fundo do poço e estabilizar o poço (WANG, 2020). Para os fluidos de perfuração à base de água de alta densidade (WBDFs), a estabilidade (WANG, 2022), reologia (WANG, 2022), perda de filtração (MURTAZA, 2021), construção de parede (LIU, 2019) e lubricidade não podem ser equilibrados e controlados ao mesmo tempo. Particularmente, a regulamentação abrangente de desempenho de WBDFs de alta densidade ainda precisa ser resolvida.

2.2 Funções do Fluido de Perfuração

De acordo com BRIDGES (2020) os fluidos de perfuração desempenham diversas funções em um poço. Nas primeiras perfurações registradas, eram utilizados para remover os detritos da perfuração, como no poço Spindletop próximo a Beaumont no Texas, em 1902. Desde então, o número de funções ou responsabilidades exigidas aumentou. Assim o fluido de perfuração deve:

- Remover os detritos do fundo do poço à medida que a broca os cria, antes que o próximo dente da broca os triture. O fluido deve ser capaz de impactar os detritos com força suficiente para movê-los do fundo do poço (para isso, o fluido de perfuração precisa ter uma viscosidade muito baixa).

- Transportar os detritos para a superfície sem triturá-los novamente. Os detritos que são rolados no espaço anular formam bolas arredondadas de rocha. As pequenas partículas criadas pelo processo de trituração são muito difíceis de remover do fluido de perfuração após este atingir a superfície. Os fluidos de perfuração devem ter a menor concentração possível de sólidos perfurados. Detritos e pequenas partículas da formação são sólidos perfurados. O fluido de perfuração deve se mover com velocidade suficiente no espaço anular para transportar os cascalhos e os detritos da perfuração até a superfície sem causar desgaste excessivo. Isso também exige atenção cuidadosa à viscosidade do fluido no espaço anular.

- Prevenir um *blowout*. A densidade do fluido de perfuração é aumentada para que a pressão no fundo do poço corresponda à pressão do fluido da formação. Sólidos de alta densidade, como barita ou hematita, são adicionados para aumentar a densidade do fluido de perfuração (também conhecida como peso da lama). Isso também faz parte do objetivo de criar um fluido com a quantidade mínima de sólidos. À medida que os poços eram perfurados em reservatórios pressurizados, a densidade do fluido de perfuração era aumentada para evitar a entrada de fluido da formação no poço. Poços perfurados com pressões mais altas no poço do que na formação começaram a apresentar problemas associados a tortas de filtração espessas (tubulação presa, problemas de sobrepressão e pressão de sucção, cimentação inadequada, etc.). Isso exigiu atenção cuidadosa à deposição de uma camada fina, lisa e de baixa permeabilidade do fluido de perfuração.

- Fornecer um poço utilizável de forma econômica. Um poço é perfurado por razões específicas. Frequentemente, ou idealmente na maioria das vezes, o poço é perfurado para produção. Alguns poços são perfurados para exploração e, em alto-mar, podem ser descartáveis. Seja qual for o motivo, o fluido deve ser selecionado para atender a esse objetivo.

- Prevenir alterações no diâmetro do poço (ou instabilidade do poço). Isso auxilia na avaliação das formações, com a tubulação de revestimento cimentada já instalada, e diminui o descarte de resíduos devido ao excesso de rocha que chega à superfície.
- Criar um poço "liso" para evitar o aprisionamento da tubulação. A camada de fluido de perfuração criada pelo fluido deve ser compressível, fina e lisa. Essas camadas não podem ser criadas com fluidos de perfuração "sujos" (ou fluidos de perfuração com grande quantidade de sólidos perfurados). Camadas espessas de fluido de perfuração formam uma boa vedação de pressão ao redor das hastes de perfuração e as ancoram na parede do poço. A obstrução da tubulação exige tempo de perfuração que deveria ser utilizado para a perfuração em si.
- Controlar a corrosão. Se o pH de um fluido de perfuração à base de água diminuir para valores próximos a 8, existe o potencial de corrosão das colunas de perfuração, revestimento e tubos de aço. Se forem utilizados tubos de perfuração de alumínio, um pH acima de 10 causará degradação devido à reação do alumínio com a soda cáustica.
- Garantir uma boa cimentação. Se o poço apresentar uma camada de torta de filtrado espessa e incompressível, a capacidade de realizar uma boa cimentação fica severamente reduzida. Uma camada de cimento fina e compressível permitirá que o cimento envolva completamente o revestimento e evitará a perda de circulação indesejada atrás do revestimento.
- Evitar a perda de circulação. Se a resistência do gel do fluido de perfuração aumentar com o tempo, o fluido no fundo do poço durante uma descida pode se tornar muito viscoso. Tentativas de interromper a circulação com uma broca nova resultarão em pressões que romperão as formações. Se o fluido no espaço anular for muito viscoso, as perdas de pressão devido à

circulação podem gerar pressões que excedem a ruptura da formação. Essas pressões são chamadas de pressões de circulação equivalentes (PCE).

- Evitar a lavagem de hidrocarbonetos próxima ao poço. Se muito filtrado escapar através da torta de filtração, o fluido na formação será deslocado da parede do poço. Serão necessárias medições de perfilagem para "ler" a zona de filtrado e determinar a resistividade "real" da formação. Isso se torna um problema grave se houver veios de folhelho no horizonte de produção.
- Evitar danos extensos à formação. Se o poço for usado para produção, obviamente, deve-se tomar cuidado para evitar danos à permeabilidade da formação. Atualmente, é comum trocar os fluidos de perfuração por fluidos de completção antes de penetrar no horizonte de produção. O aumento da produção geralmente compensa amplamente a troca do fluido.
- Controlar o torque nas colunas de perfuração, especialmente em poços desviados. Em poços de longo alcance, se não forem utilizadas ferramentas de direção rotativa, a coluna de perfuração deve poder deslizar ao mudar a direção do poço. Isso significa que a torta de filtração deve ser fina e lisa. Novamente, isso não pode ser alcançado com sólidos perfurados no fluido de perfuração.
- Resfriar a broca.
- Sustentar o peso da coluna de perfuração.

2.3 Classificação de Fluidos de Perfuração

A indústria normalmente emprega dois tipos de fluido de perfuração: fluidos de perfuração à base de óleo e à base de água (TAHR, 2022; TAHR, 2023; WANG, 2015).

Na lama à base de óleo (OBM), o óleo geralmente diesel, biodiesel, óleo mineral ou óleo de baixa toxicidade forma a fase contínua (ABOULROUS, 2022). O OBM oferece vantagens como maior taxa de penetração, inibição de xisto, estabilidade do poço, alta estabilidade térmica, lubricidade e tolerância ao sal (CAENN, 2017). No entanto, as preocupações ambientais associadas à fase contínua de óleo limitam seu uso na indústria (FALAHI, 2022; LUO, 2022).

Portanto, os fluidos de perfuração à base de água (WBDFs) ganham popularidade devido às suas características ecologicamente corretas e menor custo em comparação com as lamas à base de óleo (KAREEM, 2022; ABDULLAH, 2022). Esses fluidos consistem em uma fase aquosa, seja água doce ou salmoura, juntamente com aditivos para suspender partículas sólidas, ajustar propriedades reológicas e controlar a filtragem da lama (AKPAN, 2019). No entanto, eles sofrem de deficiências como lubrificação inadequada, inibição de xisto e menor estabilidade térmica (MAO, 2020).

Para abordar essas limitações e melhorar as propriedades reológicas e fluidas dos WBDFs, incluindo viscosidade, capacidade de filtragem e peso da lama, vários aditivos foram introduzidos na indústria. No entanto, a incorporação de aditivos de fluidos de perfuração pode gerar repercussões negativas, causando um declínio nas taxas de fertilidade e um aumento nas taxas de mortalidade de organismos aquáticos, fauna e flora marinhas, (PEREIRA, 2022).

Os fluidos à base de gás incluem aqueles em que o gás é a fase contínua (gás seco), e aqueles em que o gás é a fase descontínua, como em espumas e espumas compactas. A presença de ambos os líquidos (óleo e água) juntos resulta em uma emulsão, formada por meio de agitação e da presença de um emulsificante adequado. A natureza química do agente emulsificante determina se o óleo está emulsionado na água (emulsão direta) ou se a água está emulsionada no óleo (emulsão inversa) (SERRA, 2003).

Nos fluidos à base de água o componente dominante é a água, que pode ser utilizada isoladamente ou estar parcialmente ou inteiramente saturada com uma série de aditivos, que consistem em substâncias dissolvidas como sais, ácidos, álcalis, álcoois ou

polímeros e sólidos em suspensão como argila comercial, barita, argilas e folhelhos hidratáveis provenientes das formações geológicas que estão sendo perfuradas (FERRAZ, 1977).

Os chamados fluidos sintéticos, definidos como fluidos cuja fase líquida contínua é um líquido sintético. As substâncias usadas na formulação destes fluidos incluem ésteres, éteres, poliolefinas, glicóis, glicerinas e glucosídeos. Segundo Burke (1995), os fluidos sintéticos podem desempenhar as mesmas funções dos fluidos à base de óleo, bem como serem utilizados em situações nas quais os fluidos à base de água sofrem limitações.

A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físico-químicas do fluido. Consequentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle de suas propriedades (THOMAS, 2001).

A composição do fluido depende das exigências particulares de cada perfuração. Para perfurações simples e pouco profundas de água e argila em baixa concentração é adequado. Contudo, em situações de difícil perfuração e/ou grandes profundidades é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos (LUMMUS, 1986).

2.4 Parâmetros do Fluido a Serem Controlados

A viscosidade de um fluido é caracterizada por sua resistência ao fluxo, ou movimento relativo de quaisquer de suas partes devido ao atrito interno entre elas. A viscosidade é uma propriedade reológica do fluido de perfuração que tem efeito importante sobre a limpeza do poço. Em geral maiores viscosidades implicam melhor transporte de cascalhos cortados para a superfície (M-I&SWACO, 2001).

O peso específico do fluido é o peso por unidade de volume. Na sonda de perfuração, o peso do fluido é comumente chamado de “peso da lama” e é o responsável pela pressão hidrostática no interior do poço. Para aumentar a densidade de um fluido, usam-se aditivos como a Baritina ou mineral similar. O peso da lama na sonda é regularmente

verificado pelo profissional chamado “torrista”. A queda do peso da lama pode trazer como principal problema a queda da pressão hidrostática no poço, podendo colocá-lo em *kick* (entrada de fluido da formação para o poço devido à queda da pressão hidrostática da lama). Do ponto de vista da prática de perfuração, um poço deve estar com um leve overbalance, ou seja, a pressão hidrostática da lama levemente superior a pressão da formação, porque durante a perfuração, operações de retirada da coluna conhecida como manobra poderá gerar uma queda de pressão por arraste do fluido junto às paredes do tubo deslocado; conhecida como *surge* ou *swab* (SANTOS, 2012).

A maioria dos fluidos de perfuração são tixotrópicos, ou seja, géis sob condições de repouso. Essa característica permite ao fluido de perfuração a capacidade de, quando interrompido o bombeio, produzir no fluido um estado semigelatinoso que possibilita aos cascalhos cortados pela broca permanecerem suspensos, impedindo a decantação deles sobre a broca, o que ocasionaria a prisão da coluna de perfuração conhecida pelo pessoal da sonda como pistoneio mecânico. A força gel é um parâmetro de natureza reológica, que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas (VITAL, 2005).

Além das viscosidades aparente e plástica, determina-se ainda o volume de filtrado. A determinação do volume de filtrado (VF) permite extrair conclusões sobre a qualidade do fluido; quanto maior a proporção de partículas coloidais, menor a percentagem de água livre no sistema e, conseqüentemente, menor a perda de filtrado (STEFAN, 1966).

2.5 Componentes do Fluido

Polímeros, biopolímeros, nanopartículas e sais são algumas das principais categorias de aditivos usados em fluidos de perfuração para melhorar sua reologia, propriedade de perda de filtração e estabilidade térmica. A seleção de aditivos é feita com base nessas propriedades, juntamente com os fatores econômicos e ambientais em consideração. Com a descoberta de reservatórios de petróleo e gás compactos, as nanopartículas no fluido de perfuração ganharam popularidade. Os nanomateriais têm a capacidade de diminuir a resistência ao atrito entre tubos de perfuração e furos laterais, bem como

aumentar o torque e o arrasto devido à sua formação excepcionalmente fina e minúscula. Numerosos fatores, incluindo carga de superfície, adsorção de superfície e grupos funcionais ligados à partícula e formato de partícula, ou outra química associada, podem fazer com que as nanopartículas modifiquem o comportamento dos fluidos. Os usos recentes de nanopartículas na indústria do petróleo visam melhor recuperação de petróleo, estabilidade de xisto, redução de perda de fluido, fortalecimento do poço e mitigação de danos à formação (THAKUR, 2023).

Lummus (1986) classificam os aditivos de fluidos em cinco grandes grupos, de acordo com a sua função, como: viscosificantes, agentes densificantes, redutores de perda de fluido, emulsificantes e aditivos especiais. Os viscosificantes têm a função de aumentar a viscosidade do fluido, estando incluídos nesta categoria a bentonita, atapulgita e polímeros naturais e sintéticos. Os agentes densificantes aumentam a densidade da lama, sendo a barita (BaSO_4) o mais utilizado em todos os tipos de fluidos. Os redutores de viscosidade e de perda de circulação são adicionados aos fluidos com a função de reduzirem a viscosidade e o volume de filtrado, respectivamente. Os emulsificantes facilitam o mecanismo de dispersão de dois líquidos imiscíveis estabilizando a emulsão. Na categoria dos aditivos especiais estão incluídos diversos tipos de aditivos, como floculantes, controladores de pH, antiespumantes, lubrificantes, dentre outros (CAMPOS, 2007).

2.6 Mecanismos do Controlador de Filtrado

Entre as características dos fluidos de perfuração, as tortas de filtração de boa qualidade têm o potencial de evitar que mais fluidos de filtração penetrem na formação do reservatório e podem evitar mais efetivamente o colapso do poço e a poluição da formação de rolamentos, evitando que partículas sólidas perfuradas ou dos fluidos de perfuração entrem nos poros, o que provavelmente causará o congestionamento dos túneis de gases metano do NGH na formação. Além disso, frequentemente acontecem acidentes de coesão das brocas devido ao colapso dos bolos de filtração e, então, resulta na falha da perfuração (OSTERGAARD, 2000). Assim, as tortas de filtração finas, densas e tenazes são urgentemente necessárias no projeto de perfuração de alta eficiência

para depósitos de NGH em águas profundas, considerando as proteções do poço e da formação de rolamentos.

As tortas de filtrado de poços exigem que o fluido de perfuração possua partículas sólidas que sejam ligeiramente menores do que o diâmetro dos poros nas formações rochosas penetradas pela broca (MOVAHEDI, 2021). Essas partículas, chamadas partículas de ponte, sobrepõem os poros externos após várias partículas menores terem penetrado no espaço poroso de uma formação rochosa. A ponte nos poros externos continua a crescer devido à deposição de pequenas partículas e, após alguns segundos, apenas parte da fase líquida do fluido é capaz de permear a formação (LI, 2021). As partículas finas de sólidos formam uma crosta de filtração interna na área próxima ao espaço poroso do poço. Essas partículas são então depositadas diretamente nas paredes do poço, formando assim uma torta de filtrado externo através do qual apenas o filtrado do fluido de lavagem entra nas perfurações.

Existem três tipos de filtração de fluidos durante a construção do poço (MOVAHEDI, 2021; LI, 2021): 1) estática, que ocorre quando não há circulação de DF, *drilling fluids*, no furo (MOSHIRPANAHI, 2020); 2) dinâmica, quando o DF está circulando (LEUSHEVA, 2020); e, 3) instantânea, conforme a broca corta a rocha (ESFAHANIZADEH, 2022). Sob condições de filtração estática, a taxa de filtração (o volume de filtrado que entra na formação por unidade de área por unidade de tempo) diminui, e a espessura da torta de filtração aumenta a uma taxa que decai ao longo do tempo, como é apresentado na Figura 2.2. Sob condições de filtração dinâmica, o crescimento da torta de filtrado é restringido pelos efeitos erosivos (destrutivos) do fluxo ascendente do DF. O grau de erosão da torta de filtrado depende do modo de fluxo de DF no anel (por exemplo, laminar versus turbulento) e outras condições do poço. No momento da abertura da formação pela broca (exposição), a taxa de filtração do fluido tende a ser alta e a crosta de filtração cresce rapidamente. Uma vez que a taxa de crescimento da crosta se iguala à sua taxa de destruição, a espessura da crosta e a taxa de filtração se estabilizam (BRIDGES, 2020; DEVILLE, 2022).

Os principais objetivos dos redutores de filtração, aditivos DF, são estabilizar as partículas coloidais, aumentar a viscosidade do filtrado e tampar os poros durante a operação de perfuração (MOVAHEDI, 2021). Três mecanismos principais são estimulados pelos redutores de filtração no poço:

(1) Estabilização de partículas coloidais

Partículas de argila incluídas no DF requerem uma distribuição razoável de diâmetro de partícula, com uma alta proporção de partículas finas de argila. Os redutores de filtração atuam para manter a proporção de diâmetro das partículas de argila do DF formando um gel protetor. Eles também formam uma camada de adsorção na superfície das partículas grossas de argila para evitar que elas floculem e estabilizam as partículas finas de argila dispersas durante a circulação do DF, evitando assim que elas se liguem. Além disso, os redutores de filtração geram uma alta densidade de carga negativa na superfície das partículas de argila, aumentando o potencial zeta na superfície das partículas de argila. Isso aumenta a repulsão espacial e melhora a capacidade antiaglomeração das partículas de argila, levando a uma película de hidratação mais espessa sob a hidratação do grupo hidrofóbico. Em tais condições, as partículas de argila permanecem estáveis e menos propensas a se aglomerar (SHAIKH, 2017a, 2017b; LIU, 2022).

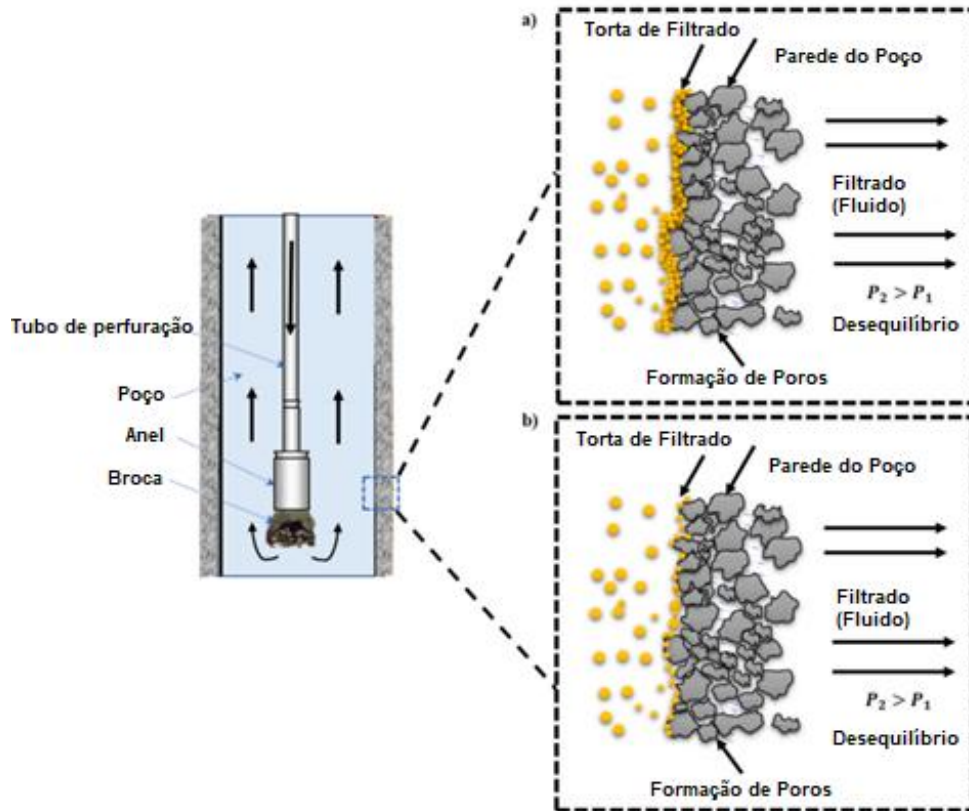
(2) Aumento da viscosidade

Os redutores de filtração poliméricos atuam para aumentar a viscosidade do filtrado. No entanto, um aumento na viscosidade do DF também tende a reduzir a taxa de penetração da perfuração (ROP), o que é indesejável em termos de eficiência da perfuração (DAVOODI, 2022; MAHMOUD, 2021).

(3) Aumento do conteúdo coloidal

Ajustar o diâmetro das partículas coloidais de DF pode auxiliar na vedação dos poros da torta de filtrado, formando uma densa, reduzindo assim a filtragem de fluidos.

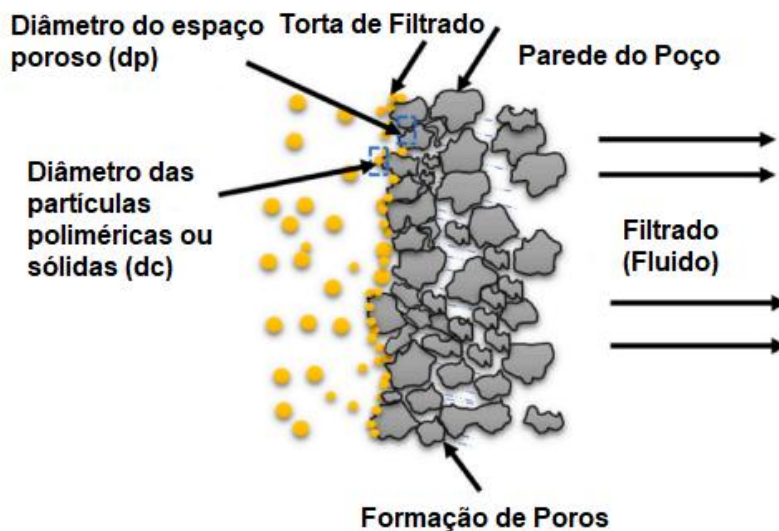
Figura 2-2 - Diagrama esquemático ilustrando a formação de torta de filtração em um poço: a) torta de filtração espessa e b) torta de filtração fina.



Fonte: Adaptado de DAVOODI, 2024

Quando o diâmetro das partículas nemáticas ou sólidas poliméricas, d_c , é maior que o diâmetro do espaço poroso, d_p , o polímero não pode entrar no espaço poroso do bolo de filtro, mas pode reduzir a perda de filtração de DF bloqueando a entrada no espaço poroso da torta de filtrado como demonstra a Figura 2.3. Isso atua como um mecanismo de obstrução. Quando o diâmetro dos aglomerados ou partículas nemáticas poliméricas é menor que d_p e maior que $0,3 d_p$, o polímero pode ser retido no espaço poroso, formando um bloqueio físico incompleto e reduzindo a permeabilidade da torta de filtrado, esse mecanismo de redução de perda de filtração é chamado de mecanismo de captura (LIANGCHUN, 2015; GARCÍA, 2017).

Figura 2-3. - O diâmetro das partículas nemáticas ou sólidas poliméricas versus o diâmetro do espaço poroso.



Fonte: Adaptado de DAVOODI, 2024

Portanto, reagentes químicos conhecidos como redutores de filtração DF exibem uma tendência a serem absorvidos seletivamente pela matriz de formações rochosas permeáveis durante a perfuração. Os redutores de filtração DF exibem a capacidade de diminuir a permeabilidade do bolo de filtro. Em particular, estudos recentes identificaram a capacidade de polímeros sintéticos (DAVOODI, 2022) e nanopartículas (NPs) (AL-SHARGABI, 2022) como aditivos DF para resolver melhor certos problemas de perfuração associados a condições HPHT, contaminação por sal e perda de circulação.

2.7 Mecanismos de Ativação do Viscosificante (Bentonita)

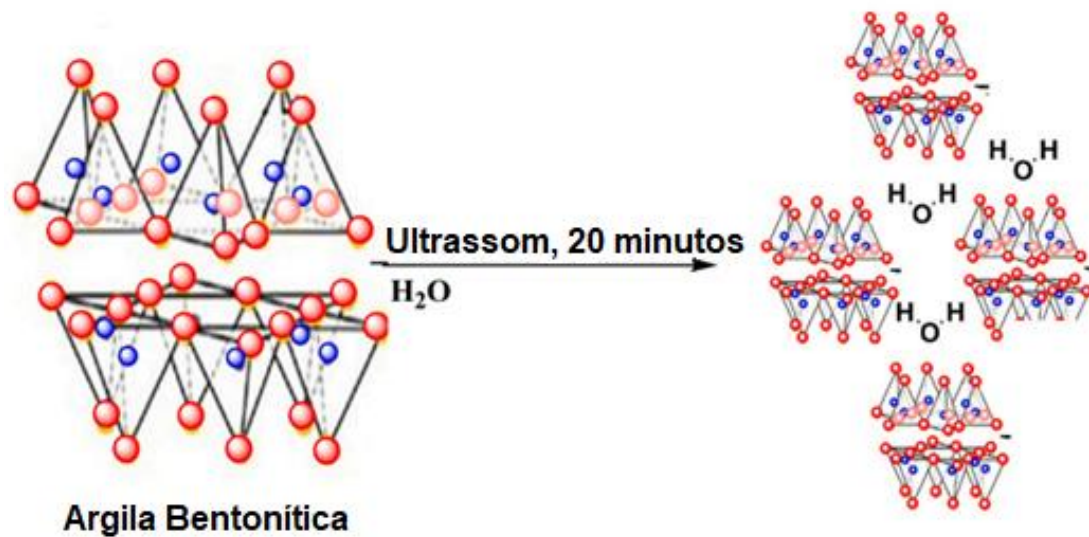
Bentonita foi o termo dado às argilas plásticas inicialmente encontradas na região de Fort Benton, Wyoming, EUA. Estas argilas apresentam a propriedade de aumentar várias vezes o seu volume inicial na presença de umidade (SANTOS, 1989). A definição dada por Grim (1978) é a mais adotada. O autor afirma que a bentonita é qualquer argila composta predominantemente pelo argilomineral esmectita e cujas propriedades físicas são estabelecidas por este argilomineral.

A bentonita, um tipo de argila, é amplamente utilizada na indústria da construção devido às suas características excepcionais de dispersão de água (DARDIR, 2016). Suas propriedades únicas também a tornam adequada para várias aplicações e processos industriais, particularmente na indústria de perfuração de petróleo e gás (WILFRED, 2016). A capacidade de texturização da bentonita é frequentemente explorada em várias indústrias, incluindo cosméticos e engenharia civil, enquanto seu uso como lama de perfuração na indústria de petróleo é bem documentado (VRYZAS, 2017; YANAN, 2019; KOK, 2011). Além disso, a bentonita é frequentemente empregada como um agente de vedação em aplicações de engenharia civil (LAM, 2014). A versatilidade da bentonita e seu uso generalizado em vários campos ressaltam sua importância como um material-chave em várias indústrias. Além disso, a bentonita é usada como um espessante para impermeabilizar construções hidráulicas, barragens e grandes reservatórios. Elas são adicionalmente utilizadas para estabilizar emulsões de óleo-água (HEMPOONSERT, 2010). A utilização potencial da bentonita é limitada por vários fatores, como seu inchaço e degradação ao longo do tempo (BARAST, 2017). Para melhorar suas propriedades de sorção e aumentar sua praticidade, vários aditivos, como eletrólitos, polímeros e barita, foram incorporados à bentonita (BELMEHDI, 2021; JDAYIL, 2014).

De acordo com MUSTAFA (2023), a ativação da bentonita aumenta sua capacidade de inchar e melhorar suas propriedades de absorção. A ativação da bentonita pode ser realizada através do método ultrassônico, onde água e bentonita são expostas a ondas sonoras de alta frequência como é apresentado na Figura 2.4. A bentonita também pode ser ativada por via química, com a adição de polímeros ou amidos, como apresentado na Figura 2.5 e Figura 2.6.

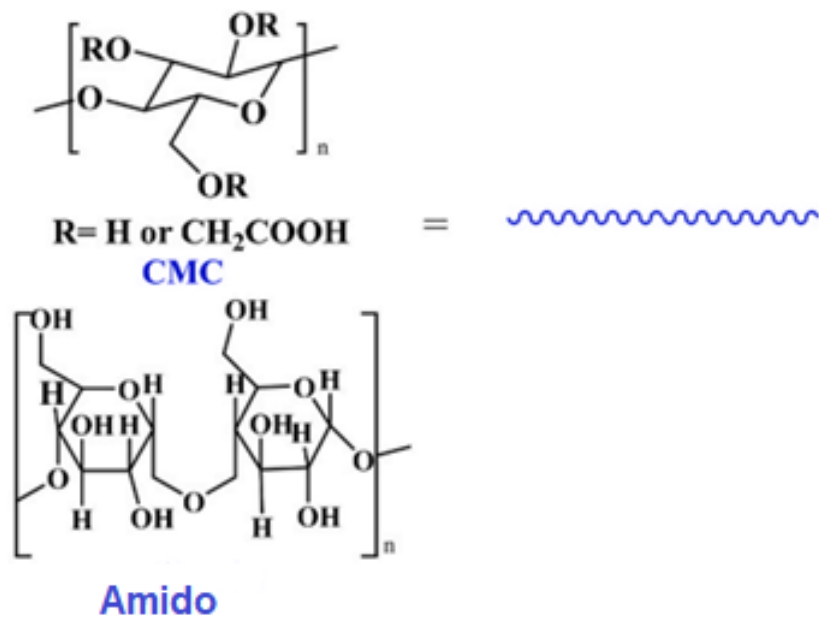
Entender as características reológicas das suspensões de bentonita e seus aditivos é crucial para aplicações industriais, pois pode ser usado para avaliar o projeto e o controle do processo, a estabilidade do armazenamento e a força das interações entre bentonita e aditivos. Deve-se notar que múltiplas variáveis, como o tipo e a concentração de bentonita, o diâmetro das partículas de bentonita, o pH e a concentração de aditivos em dispersões, influenciam o comportamento reológico das dispersões de bentonita (ABU-JDAYIL, 2014).

Figura 2-4 - Ativação da bentonita por via ultrassônica.



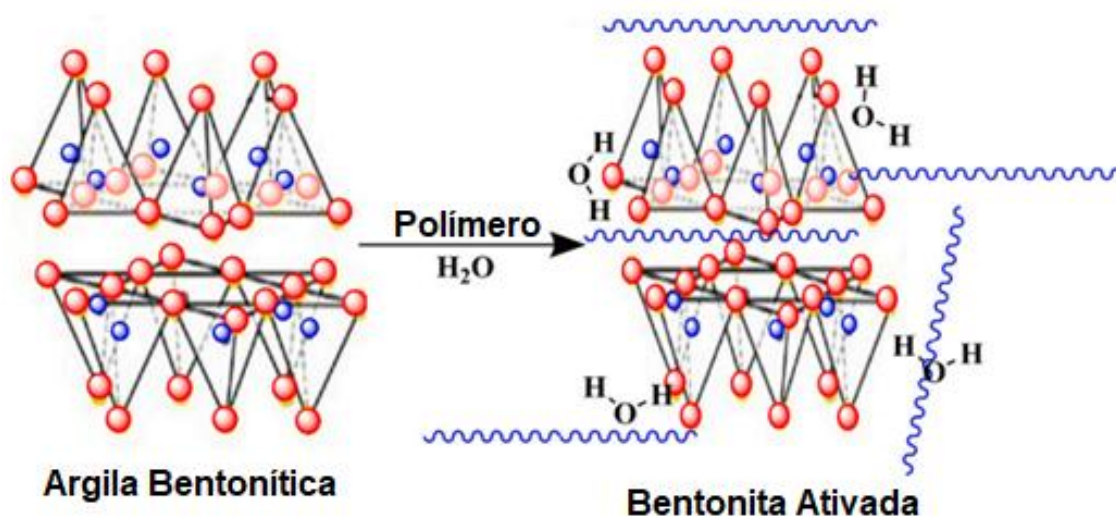
Fonte: Adaptado de MUSTAFA, 2023.

Figura 2-5 - Agente de ativação química da bentonita.



Fonte: Adaptado de MUSTAFA, 2023.

Figura 2-6 - Ativação da bentonita por via química.



Fonte: Adaptado de MUSTAFA, 2023.

A viscosidade é uma propriedade crítica da lama de perfuração, pois permite que o fluido execute suas funções pretendidas durante as operações de perfuração. Sem viscosidade suficiente, a lama não seria capaz de transportar os cortes da perfuração para a superfície, nem seria capaz de equalizar a pressão da formação para evitar chutes ou perdas (WILFRED, 2016).

2.8 Influência de Aditivos Sólidos ao Fluido

Em fluidos de perfuração de alta densidade, partículas sólidas são responsáveis por um vasto volume. As enormes superfícies específicas reduzem significativamente a água livre por meio de umedecimento e adsorção, resultando em alta viscosidade e força estrutural. O agravamento da sedimentação de partículas resultará em uma mudança significativa na densidade. À medida que os fluidos de perfuração circulam, a pressão do fluxo aumenta drasticamente, provavelmente levando a acidentes de perfuração, como aderência, vazamento e até mesmo explosão (LIU, 2020), dificultando as operações subsequentes.

A barita é amplamente utilizada como agente de ponderação (LEUSHEVA, 2022) devido à sua alta densidade (4,2 e 4,48 g/cm³), dureza moderada, boa estabilidade e pelo fato de ser não magnética e não tóxica. Nos últimos anos, os pesquisadores têm buscado muitos minerais novos e alternativos, incluindo calcário (MORENOV, 2018), ilmenita (BASFAR, 2019), magnetita (ALMUTAWA, 2021), galena (MAO, 2020), Micromax (GAMAL, 2022) e barita micronizada (CONN, 2007). Devido ao alto custo, esses minerais de ponderação ainda não foram amplamente aplicados.

De acordo com o estudo de Felekoglu (2007), as distribuições de diâmetro de partícula e morfologias de materiais afetam significativamente a reologia, a filtragem e outras características. A pesquisa e a aplicação de partículas micronizadas de materiais de ponderação são conduzidas para obter melhor estabilidade de suspensão, reduzindo o diâmetro das partículas. A fórmula de Stokes afirma que um diâmetro de partícula menor resulta em velocidade de afundamento mais lenta e melhor estabilidade de suspensão (HUANG, 2016). A viscosidade dos fluidos de perfuração pesados com partículas micronizadas aumenta rapidamente em alta densidade, devido ao diâmetro menor e à quantidade crescente. Além disso, a propriedade de construção de parede ruim leva a mais perda de água, e as partículas micronizadas invadem rapidamente o reservatório com filtrado para causar danos ao reservatório. Geralmente, os pesquisadores misturam mais de dois materiais de peso com diferentes diâmetros de partículas (WU, 2009; BASFAR, 2019) na alta densidade para equilibrar a contradição entre reologia e estabilidade da suspensão, bem como para melhorar a propriedade de construção de parede e reduzir custos por meio de classificação de diâmetro de partícula, preenchimento de partículas e acumulação densa.

A densidade do fluido de perfuração é geralmente chamada de peso da lama. Formações de pressão normal geralmente têm um gradiente de pressão semelhante ao da água. Por vários motivos, as pressões do fluido de formação são frequentemente mais altas. Barita ou hematita são usadas para aumentar a densidade do fluido de perfuração. Isso aumenta o gradiente hidrostático no poço, de modo que a pressão no poço seja maior que a pressão da formação.

2.9 Microesferas Ocas de Vidro (MEV)

O uso de perfuração sub-balanceada em todo o mundo está aumentando a uma taxa sem precedentes desde a introdução da tecnologia de perfuração horizontal (MEDLEY, 1995). Um fluido de perfuração de baixa densidade é um bom candidato para eliminar muitos problemas de perfuração sub-balanceada. Esferas de vidro ocas (HGS) como um agente redutor de densidade no fluido de perfuração foram introduzidas em 1995 (JAN, 2009). No entanto, o HGS tem limitações intrínsecas, como ser quebradiço e assim pode ser facilmente quebrado durante a perfuração. A densidade do fluido de perfuração, portanto, aumenta acentuadamente, limitando consequentemente a aplicação efetiva do HGS e aumentando o custo de perfuração devido à adição de HGS para manter a densidade menor que 1 g/cm^3 durante a perfuração (JIA, 2007). Embora a redução de densidade possa ser obtida com fluidos de perfuração espumados, uma das desvantagens mais sérias para esse tipo de fluido de perfuração é que ele é fácil de causar explosão (Ye, 2006). Além disso, alguns equipamentos, como compressor de ar, são necessários se o fluido de perfuração à base de gás, como perfuração de espuma, perfuração de névoa, perfuração de micro espuma, perfuração aerada, perfuração de ar, for usado na perfuração. Assim, a exigência de equipamentos fará com que o custo da perfuração se torne alto. Além disso, o fluido de perfuração à base de gás é um fluido de compressibilidade no fundo do poço, o que afetará as propriedades reológicas do fluido de perfuração. Visto que novas tecnologias na fabricação foram desenvolvidas, microesferas mais resistentes a pressão surgiram, e elas serão avaliadas nesse trabalho.

As esferas de vidro produzidas pela 3M são utilizadas como agentes redutores de densidade em fluidos de perfuração. Elas são materiais unicelulares, projetados para reduzir a densidade dos fluidos sem comprometer as propriedades reológicas ou de filtrado, mantendo uma boa estabilidade e homogeneidade.

De acordo com a fabricante 3M (2025), as microesferas de vidro já foram utilizadas em perfurações de poços de petróleo anteriormente, como descrito a seguir:

Itália (1998): Durante a perfuração de poços depletados que exigiram o controle preciso de densidade, onde foi adicionado 6-8% de HGS4000 em fluidos baseados em

água para manter uma densidade próxima do equilíbrio, resultando em um controle efetivo da densidade e redução significativa de perdas de circulação.

Brasil (1999): Elevadas perdas de fluido em um local remoto onde a logística de fluidos aerados era inviável, onde adicionando as microesferas HGS6000 foi possível reduzir a densidade do fluido para condições próximas ao equilíbrio, resultando na manutenção da densidade dentro dos limites aceitáveis e resolução dos problemas de perda de fluido.

Venezuela (2002): Perfuração em zonas de baixa pressão com xisto reativo e formações altamente fraturadas, onde a adição de 12% de HGS4000 ao fluido à base de óleo, mantendo uma densidade de 7,1 ppg, resultando no controle da estabilidade do sistema e boas propriedades reológicas e de filtrado mesmo a 330 °F.

Malásia (2006): Durante a conclusão de um poço em condições de subpressão sem danificar a formação, utilizando as microesferas HGS6000 em um fluido de completação à base de óleo, resultando no sucesso da completação, aumentando significativamente a produção em comparação com poços vizinhos.

China (2007): Durante a perfuração de reservatórios de arenito de baixa permeabilidade com problemas de aderência diferencial, foi adicionado as microesferas HGS5000 na perfuração em sobressão para alcançar uma densidade de 0,85 g/cc, apresentando resultados satisfatórios em relação a taxa de produção que foi três vezes superior à de poços vizinhos perfurados em sobressão.

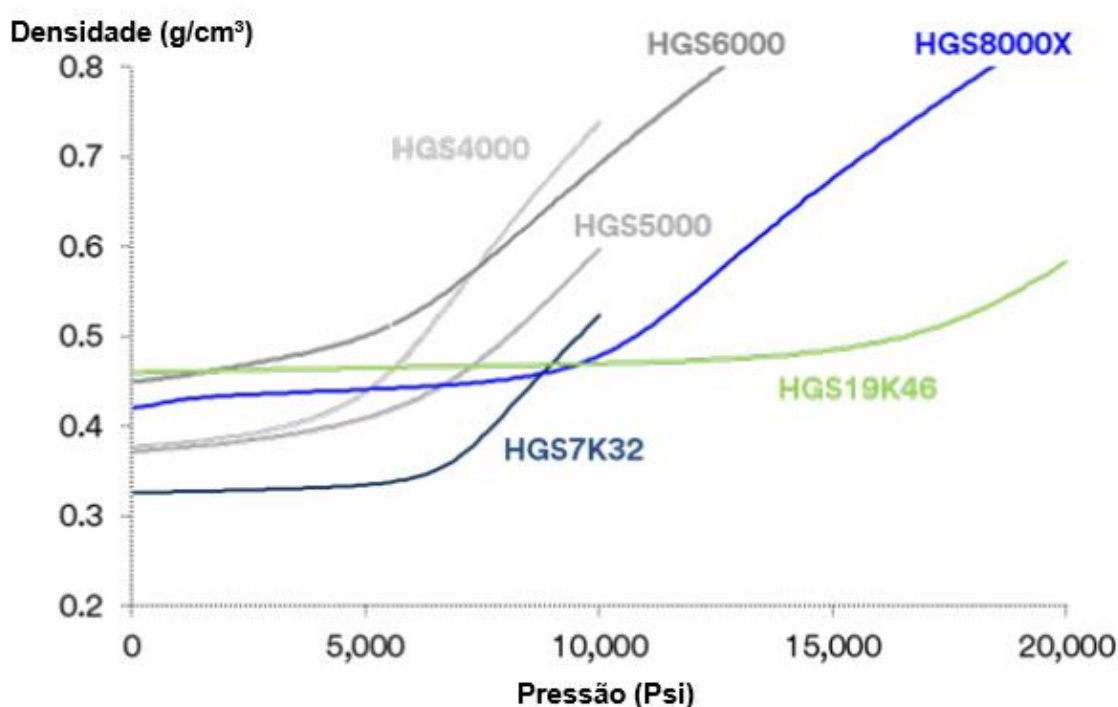
Rússia (2008-2009): Durante uma perfuração em campos depletados com elevadas perdas de fluido, foram utilizadas as microesferas HGS4000 para manter a densidade do fluido entre 0,95 e 0,97 g/cc, resultando no controle eficaz da densidade e continuidade do projeto com novos testes de laboratório.

Índia (2008): Durante uma perfuração em um reservatório de calcário e xisto com problemas significativos de perda de fluido, foram implementadas as microesferas HGS4000 para reduzir a densidade e prevenir a perda de circulação, resultando na redução drástica da perda de fluido e aumento da produção líquida total dos poços perfurados.

A Figura 2.7 a seguir demonstra como a densidade efetiva das microesferas variam com o aumento da pressão.

De acordo com a fabricante, 3M 2024, cada modelo de microesferas foi fabricado para atender diferentes cenários de densidade e pressão, são apresentados na Tabela 2.1 os dados técnicos dos diferentes modelos que foram testados em variadas faixas de pressão, e apresentam densidades nominais diferentes entre si. O modelo que foi escolhido para realizar as formulações do fluido de perfuração leve foi o modelo HGS19K46, de acordo com Ruiz (2018), as pressões de fundo de poço em perfurações em águas ultraprofundas, podem ultrapassar 5000 psi em profundidades de perfuração de 4 km.

Figura 2-7 - Densidades efetivas de bolhas de vidro 3M (GB) sob pressão.



Fonte: Adaptado 3M, 2024.

O modelo HGS19K46 irá garantir que a maioria das microesferas de vidro mantenham sua integridade quando expostas a pressões de fundo de poço, resultando em pouca variação de densidade nominal e consequentemente maior controle sobre a pressão hidrostática que o fluido irá exercer nas formações reológicas do poço.

Tabela 2-1 - Dados técnicos dos modelos de microesferas de vidro.

Microesferas	Densidade Nominal (lb/gal)	D50 (Micrometros)	Resistência ao esmagamento isostático*	
			Sobrevivência fracionária mínima	Pressão de teste (Psi)
HGS 7K32	2,56	22	80%	7000
HGS8000X	3,51	26	90%	8000
HGS19K46	3,84	20	80%	19000
HGS 4000	3,17	40	80%	4000
HGS5000	3,17	40	80%	5500
HGS6000	3,84	40	80%	6000

Fonte: 3M, 2024.

2.10 Análises Reológicas

Em plataformas de perfuração, a relação entre tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento é determinada com um viscosímetro de cilindros concêntricos. O viscosímetro de cilindros concêntricos consiste em um rotor retido por uma mola e um cilindro que gira em torno do rotor. À medida que o fluido entre o cilindro e o rotor gira, uma tensão de cisalhamento é aplicada ao rotor, indicada pela sua torção. A taxa de cisalhamento é a diferença de velocidade entre o cilindro em movimento e o rotor estacionário. O rotor para de girar em equilíbrio.

O cilindro externo gira a diferentes velocidades para criar diferentes taxas de cisalhamento. As duas velocidades mais comuns são 600 RPM e 300 RPM. O grau de rotação do rotor, indicado pela leitura do mostrador, é proporcional à tensão de cisalhamento. A camada externa de fluido entre o cilindro e o rotor gira na mesma velocidade do cilindro. A camada interna de fluido próxima ao rotor não se move em relação a ele. A variação da velocidade entre o cilindro e o rotor, dividida pela distância entre o cilindro e o rotor, é uma medida da taxa de cisalhamento. A leitura do mostrador reflete a tensão de cisalhamento. Este viscosímetro pode ser fabricado com diferentes diâmetros de rotor e diferentes constantes de mola para abranger uma grande variedade de viscosidades.

Com a constante de mola e o diâmetro do rotor adequados, o viscosímetro é usado para determinar a viscosidade plástica (PV) e o limite de escoamento (YP) do fluido. O viscosímetro de cilindros concêntricos é calibrado para medir a tensão de cisalhamento em libras por cem pés quadrados. A velocidade de rotação do cilindro externo é normalmente ajustada para rotações específicas por minuto: 600, 300, 200, 100, 6 ou 3 RPM.

Altas Taxas de Cisalhamento, 600 e 300 RPM, simulam o fluxo em áreas de alta fricção e velocidade:

- 600 RPM: Representa a taxa de cisalhamento máxima. É crucial para calcular a Viscosidade Plástica (VP). Simula o fluxo do fluido nos jatos da broca e dentro da coluna de perfuração. Uma VP baixa é desejável para reduzir a perda de carga e facilitar o bombeamento, otimizando a eficiência hidráulica no fundo do poço.
- 300 RPM: Usada em conjunto com 600 RPM para calcular o Limite de Escoamento (Yield Point - YP). Simula as taxas de cisalhamento presentes no espaço anular (entre a coluna e a parede do poço), que é o principal responsável pelo transporte de cascalhos. O YP é a medida da força coesiva que ajuda a suspender os cascalhos em movimento.

Taxas de Cisalhamento Intermediárias, 200 e 100 RPM, estas leituras são importantes para uma descrição mais precisa da curva de fluxo e para refinar os modelos reológicos:

- 200 e 100 RPM: São pontos intermediários que permitem uma melhor visualização da natureza pseudoplástica do fluido (como a viscosidade diminui com o aumento do cisalhamento). São vitais para o Modelo de Potência, permitindo a determinação dos índices K (consistência) e n (comportamento de fluxo), que fornecem uma descrição mais precisa do fluxo no espaço anular, especialmente em seções de diâmetro variado.

Baixas Taxas de Cisalhamento, 6 e 3 RPM, estas rotações simulam as condições mais estáticas e críticas para a estabilidade do poço:

- 6 e 3 RPM: Representam taxas de cisalhamento muito baixas. São usadas para determinar a Resistência de Gel (Gel Strength).

A Resistência de Gel é a medida da capacidade do fluido de suspender os cascalhos (e o agente densificante) quando o bombeamento é interrompido. Géis adequados evitam a decantação de sólidos, prevenindo o aprisionamento da coluna (*stuck pipe*) e mantendo a estabilidade da pressão hidrostática.

O fluido de perfuração deve manter os sólidos em suspensão. Os sólidos perfurados que se movem para cima em um espaço anular devem ser mantidos em suspensão quando as bombas são desligadas para fazer uma conexão. Os agentes de ponderação de barita ou hematita devem permanecer em suspensão para manter a pressão no fundo do poço. O fluido de perfuração precisa gelificar (como gelatina), mas os géis devem ser relativamente fáceis de quebrar. Géis muito densos criarão uma alta resistência ao fluxo. Pressões excessivas podem fraturar as formações após uma descida, quando as bombas são ligadas.

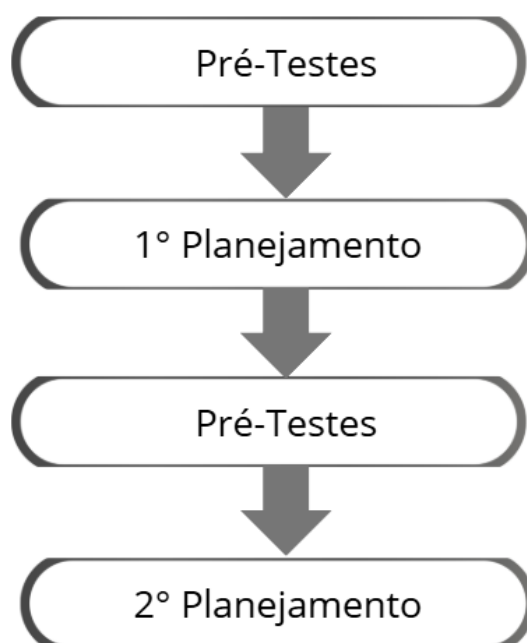
Após as leituras do viscosímetro serem medidas, o fluido de perfuração é deixado em repouso por 10 segundos. O cilindro externo é então girado muito lentamente. O rotor girará com o cilindro até que a resistência do gel seja quebrada. A leitura máxima é chamada de "gel de 10 segundos". O fluido é agitado novamente. Dez minutos após a parada, o cilindro externo é girado novamente muito lentamente para determinar a resistência do gel de 10 minutos. Às vezes, um "gel de 30 minutos" também é medido para garantir que os géis não sejam progressivos. Algum aumento na resistência do gel pode ser tolerado; mas se a resistência do gel ficar muito alta, ocorrerá perda de circulação quando as bombas tentarem mover esse fluido pelo orifício após uma pequena viagem.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo descreve os materiais, equipamentos e procedimentos empregados na pesquisa para atingir os objetivos propostos. Inicialmente, são detalhados os componentes químicos e aditivos utilizados na formulação dos fluidos de perfuração, com ênfase nas emulsões invertidas e nos aditivos de interesse. Em seguida, são apresentados os métodos de preparação e caracterização desses fluidos, incluindo os ensaios reológicos e de estabilidade, além dos protocolos experimentais definidos para a simulação das condições do Pré-sal e para a avaliação do desempenho de cada formulação.

A pesquisa foi realizada de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 3.1.

Figura 3-1 – Fluxograma



3.1 Metodologia de preparo do fluido

Empregou-se nos primeiros testes exploratórios como base uma das formulações padrão empregada pelo CENPES, Centro de Pesquisas Desenvolvimento e Inovação

Leopoldo Américo Miguez de Mello, sem as microesferas de vidro, com algumas alterações, apresentadas na Tabela 3.1. A unidade bbl/bbl indica barril de componente por barril de fluido preparado.

Tabela 3-1 - Formulação utilizada no 1º planejamento.

Formulação	Concentração
Olefina Interna	0,9 (bbl/bbl)
Emulsificante Primário	6 (lb/bbl)
Emulsificante Secundário	2 (lb/bbl)
Cal Hidratada	6 (lb/bbl)
Controlador de filtrado	3 (lb/bbl)
Viscosificante	15,2 (lb/bbl)
Salmoura	0,1 (bbl/bbl)
Obturante (Calcário 2-44)	8 (lb/bbl)
Modificador Reológico	5 (lb/bbl)
Microesferas de Vidro	10 (lb/bbl)

O fluido do referente pré-teste foi misturado utilizando o misturador Silverson L5M-A. O recipiente de mistura foi conectado um banho térmico mantido à 20°C. Na primeira etapa de preparação foi adicionada a olefina, emulsificante primário, emulsificante secundário e metade da cal na respectiva ordem e a mistura foi cisalhada à 5000 RPM por 20 minutos, depois foi adicionada a salmoura e cisalhou-se a mistura por mais 30 minutos à 5000 RPM, na terceira etapa foi adicionada o restante da cal, controlador de filtrado, viscosificante, modificador reológico e o obturante na respectiva ordem e misturou-se por mais 30 minutos hora à 5000 RPM, por fim as microesferas foram adicionadas e a mistura foi cisalhada à 10000 RPM por mais 10 min. Todos os fluidos após o preparo foram armazenados por 96 horas, seguindo a norma API RP 13B-2, e apenas após esse período foram realizados os testes experimentais.

O método de preparo foi idêntico para todos os experimentos.

3.2 Caracterização Reológica e Força Gel

As análises reológicas do fluido foram conduzidas empregando um reômetro Brookfield®, modelo R/S Plus, equipado com spindle CC3-40 e um banho térmico acoplado (Brookfield®, modelo TC-602), apresentados na Figura 3.2 e Figura 3.3, assegurando a realização de todas as análises a uma temperatura de 30°C. A taxa de cisalhamento foi

investigada no intervalo de 0 a 1021 s^{-1} possibilitando a determinação das tensões de cisalhamento em função das taxas de cisalhamento.

Figura 3-2 - Reômetro Brookfield®, modelo R/S Plus, Spindle CC3-40.



A medição da viscosidade do fluido de perfuração em diversas rotações (600, 300, 200, 100, 6 e 3 RPM) que foi medida em um viscosímetro de cilindros concêntricos (como o Fann 35) é essencial para determinar o perfil reológico completo do fluido. Essas rotações representam diferentes regimes de taxa de cisalhamento, que se correlacionam diretamente com as condições de fluxo encontradas em várias partes do poço durante a perfuração.

Os testes de força gel foram realizados utilizando o mesmo equipamento, reômetro, sendo que o Viscosímetro Fann 35 (Figura 3.4) foi utilizado na calibração do fator de conversão de unidades, taxa e tensão de cisalhamento para o parâmetro de leitura (L600, L300, L200, L100, L6 e L3) a determinado RPM e ângulo de deformação observado. O Viscosímetro Fann 35 foi utilizado para calibragem do reômetro visto que é o equipamento utilizado em campo em uma perfuração.

Em resumo, a análise completa do perfil reológico, usando todo o espectro de rotações, é fundamental para garantir que o fluido de perfuração seja eficiente na limpeza

do poço (altas taxas) e na suspensão de sólidos (baixas taxas), assegurando a segurança e a produtividade da operação.

Figura 3-3 - Banho térmico Brookfield®, TC-602.



Figura 3-4 - Viscosímetro Fann 35.



3.3 Determinação do Volume de Filtrado.

Quando a pressão no interior de um poço é maior que a pressão dos poros da formação, o fluido tende a penetrar na formação pelas zonas permeáveis. Os sólidos presentes no fluido de perfuração se depositam nas paredes do poço, formando a torta de filtração. Em um poço, a torta de filtração deve ser fina, lisa e compressível. Ela deve ser examinada regularmente para verificar a presença de sólidos depositados nas paredes do poço.

Frequentemente, o conceito de filtração proposto recomenda que uma variedade de diâmetros de partículas seja a mais adequada para diminuir a taxa de filtração. A teoria é que, se os espaços entre as partículas de maior diâmetro forem preenchidos com partículas de menor diâmetro, a perda de fluido será reduzida. No entanto, essas tortas serão incompressíveis. Se uma torta de filtração for formada por finas plaquetas de argila que tendem a se repelir mutuamente, a pressão adicional comprimirá as plaquetas de argila, aproximando-as e diminuindo a permeabilidade. Isso pode ser alcançado se os sólidos perfurados forem removidos do fluido de perfuração.

Os testes de filtrado foram realizados utilizando um filtro HPHT Filter Rress Series 387, apresentado na Figura 3.5, com alíquotas de 25 mL de fluido, a temperatura de 65°C e pressão de 500 Psia, por um período de 30 minutos.

Figura 3-5 - Filtro HPHT Filter Rress Series 387.



3.4 Determinação da Densidade

Todos os testes de densidade foram realizados utilizando um picnômetro cilíndrico maciço, devido a sua alta viscosidade um picnômetro de gargalo fino se torna inviável, e uma balança analítica, visto que as densidades dos fluidos preparados são menores que a escala mínima da balança de lama. Recomenda-se o uso da balança de lama sempre que possível.

O picnômetro (Figura 3.6) foi devidamente calibrado utilizando água destilada, um termômetro e uma tabela de densidade versus temperatura para água. Com o picnômetro calibrado as medidas foram realizadas em tréplica, colocando-se o fluido dentro do picnômetro até que uma gota saísse no orifício superior do mesmo, depois realizando a medida em uma balança analítica 220g AUW 220 Shimadzu (com precisão de 0,1 mg).

Figura 3-6 - Picnômetro maciço cilíndrico.



3.5 Granulometria

Foi realizada a análise de distribuição de diâmetro das MEVs, calcário e cal por difração de raio laser. O equipamento utilizado para esta análise foi o Mastersizer 2000

(Malvern), apresentado na Figura 3.7, da Faculdade de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia. A análise foi realizada via úmida utilizando álcool isopropílico como meio de dispersão, sob agitação contínua e dispersão ultrassônica para desaglomeração e obtenção de uma suspensão homogênea. Durante as análises empregou-se a aproximação proposta por Fraunhofer para o cálculo da distribuição granulométrica para o diâmetro de esfera de mesmo volume.

Figura 3-7 - Mastersizer 2000 (Malvern).



3.6 Modelo Reológico

Para descrever o comportamento reológico do fluido o modelo de Herschel-Buckley, descrito pela Equação (3.1), foi ajustado aos dados experimentais por meio de regressão não linear (HERSCHEL; BULKLEY, 1926).

$$\tau = \tau_Y + K(\dot{\gamma})^n \quad (3.1)$$

O modelo de Herschel-Bulkley é uma das equações mais utilizadas na reologia para descrever o comportamento de uma vasta classe de fluidos, especialmente aqueles que combinam um limite de escoamento com um comportamento de não-linearidade no escoamento.

O parâmetro τ_Y , ou *Yield Stress*, representa a tensão de cisalhamento mínima que deve ser aplicada ao fluido para que ele transite do estado estático (comportamento de sólido elástico) para o estado de escoamento (comportamento de fluido). Fisicamente,

ele reflete a força necessária para superar a estrutura interna do material, geralmente formada por interações de rede, aglomerações de partículas ou floculação. Abaixo de τ_Y o material resiste à deformação permanente, o movimento observado é puramente elástico e reversível. A presença de um limite de escoamento é de extrema importância em aplicações onde a estabilidade da suspensão em repouso é desejada.

O Índice de Consistência, K , é o parâmetro que quantifica a resistência intrínseca do fluido ao escoamento após a superação do limite de escoamento τ_Y . Embora não seja sinônimo de viscosidade, ele atua como um fator de escala de magnitude. Em um sistema que exibe um valor alto de K , uma maior tensão de cisalhamento será necessária para produzir uma determinada taxa de cisalhamento, indicando um material intrinsecamente mais "espesso" ou consistente.

O Índice de Comportamento de Fluxo, n , é o parâmetro chave que define a natureza não-newtoniana do escoamento do material. Ele determina se a viscosidade aparente do fluido irá diminuir ou aumentar com o aumento da taxa de cisalhamento, $\dot{\gamma}$.

- Quando $n < 1$ (Pseudoplástico ou *Shear-Thinning*): Ocorre a redução da viscosidade aparente com o aumento da tensão. Este é o comportamento mais comum em fluidos dispersos, onde o cisalhamento promove o alinhamento de moléculas poliméricas ou a desagregação de estruturas internas, facilitando o escoamento. Este efeito é vital para processos como o bombeamento eficiente (alta taxa de cisalhamento, baixa viscosidade) e a aplicação de *sprays* ou revestimentos.
- Quando $n > 1$ (Dilatante ou *Shear-Thickening*): A viscosidade aparente aumenta com a tensão, um fenômeno menos comum, mas observado em suspensões altamente concentradas. Este efeito ocorre quando o cisalhamento força as partículas a um empacotamento desordenado, aumentando o atrito e a resistência hidrodinâmica.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Pré-Testes Experimentais

Foram realizados pré-testes para entender melhor como os componentes do fluido interagem entre si, e como as propriedades do fluido iriam se alterar na presença de microesferas de vidro. Durante os experimentos preliminares foi possível observar como o perfil reológico do fluido se alterou ao aumentar a concentração de microesferas de vidro, resultados apresentados na Figura 4.1 e na Tabela 4.1.

A partir dos resultados obtidos é possível notar que o aumento da concentração de microesferas de vidro aumenta significativamente a tensão limite de escoamento (τ_y) sendo necessário um maior trabalho de bombeamento para tirar o fluido da inércia, o índice de consistência (K) aumentou indicando que a viscosidade do fluido aumentou, enquanto diminuiu o valor do índice de comportamento do fluido (n), indicando que o fluido aumentou seu caráter pseudo-plástico, o aumento da fração volumétrica de MEV reduz o índice n devido ao incremento das interações partícula-partícula que promovem uma estrutura mais robusta em repouso, mas que oferece menor resistência relativa sob altas taxas de deformação devido ao alinhamento hidrodinâmico (tendência de partículas suspensas em um fluido de se orientarem de forma a oferecer a mínima resistência possível ao fluxo).

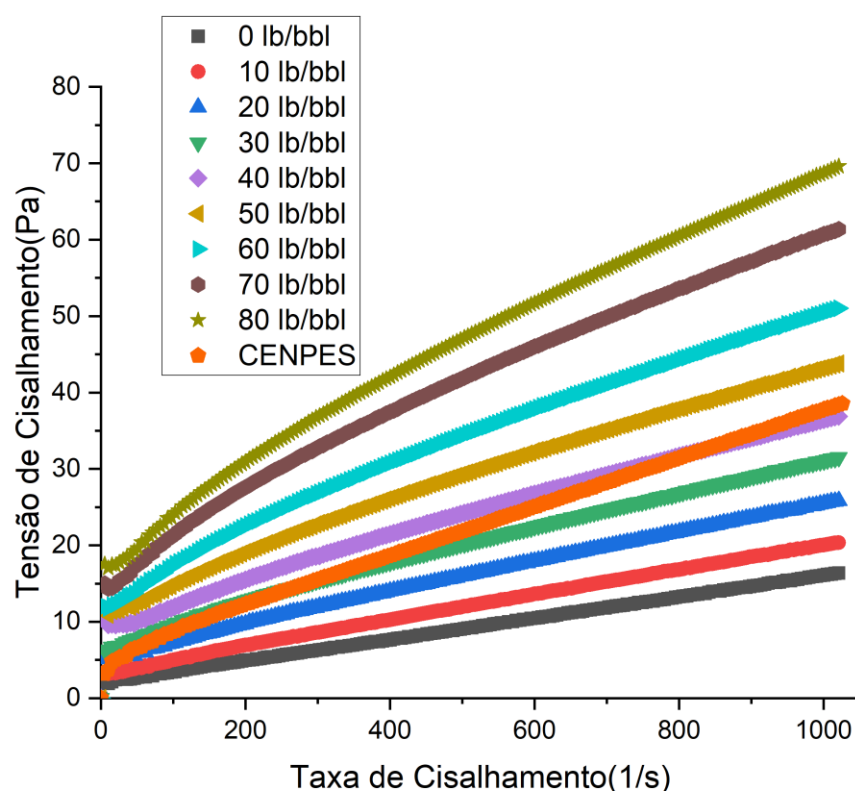
Os resultados sugerem que as microesferas de vidro têm a mesma função no que se diz respeito a alterar o perfil reológico do fluido que outros componentes do fluido como viscosificante, modificador reológico e fase aquosa emulsionada.

Tabela 4-1 - Parâmetros da equação de Herschel-Buckley.

lb/bbl	τ_y (Pa)	K (Pa*s ⁿ)	n	R ²
0	2,000	0,015	0,987	0,999
10	3,400	0,020	0,976	0,999
20	5,500	0,027	0,958	0,998
30	6,300	0,073	0,844	0,998
40	10,500	0,027	0,995	0,994
50	11,300	0,080	0,869	0,996
60	12,200	0,136	0,818	0,997
70	15,000	0,179	0,804	0,996
80	17,500	0,166	0,832	0,996

Embora as microesferas ocas tenham baixa densidade mássica, elas ocupam um grande volume na suspensão. Partículas esféricas sólidas ou ocas em suspensão (mesmo em baixas concentrações) interferem no fluxo do fluido, forçando as camadas de líquido a se moverem ao redor delas. À medida que a concentração volumétrica de partículas aumenta, o espaço livre para o movimento do líquido diminui aumentando assim a viscosidade do fluido. A presença das partículas esféricas aumenta a resistência ao cisalhamento e, conseqüentemente, a viscosidade efetiva da mistura.

Figura 4-1 - Perfis reológicos em função da concentração de MEV.



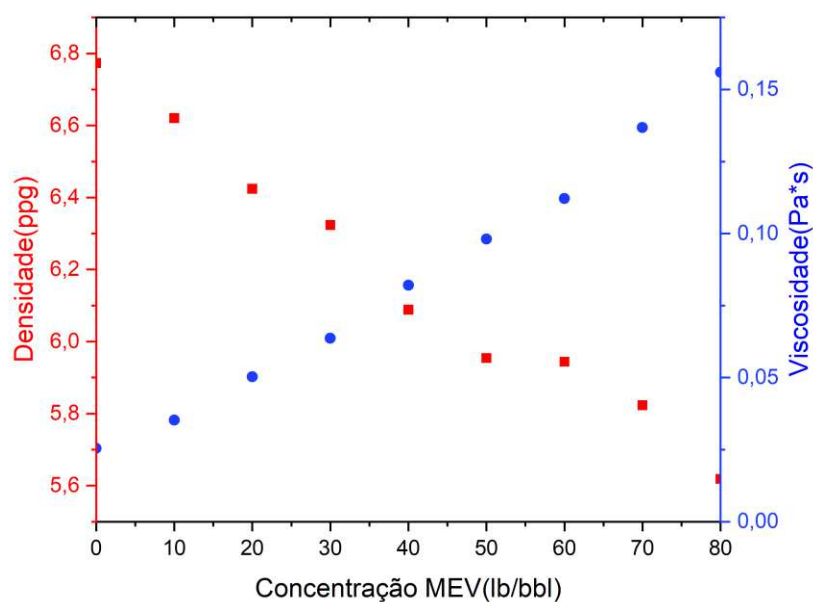
É possível observar que a viscosidade aumenta à medida que a concentração volumétrica de MEV se aproxima da concentração máxima de empacotamento. Esse fenômeno é bem descrito pelo efeito de aglomeração, onde a redução do meio livre em suspensão leva a intensas interações hidrodinâmicas e interferência partícula-partícula.

A Figura 4.2 sugere que há um ponto limite para concentração de esferas de vidro, no qual a viscosidade do fluido ultrapassa o ponto de operação quando comparando com

o fluido operacional, demonstrado pela curva CENPES, que demonstra o perfil reológico adequado para um fluido utilizado em perfurações atuais. Após novos testes e adequação de componentes a concentração mássica máxima com eficiência foi a de 60 lb/bbl. A partir desses resultados foi possível prosseguir com maior precisão nos pré-testes.

Durante os pré-testes foram formulados os fluidos olefínicos sintéticos apresentados na Tabela 4.2, sendo que todos foram satisfatórios nos requisitos de perfil reológico e filtrado. Com base na densidade das MEV foi possível estimar o volume necessário de material para preparar o volume de 6000 barris de fluido de perfuração para uma sonda. Essa informação é importante caso futuramente deseje-se preparar o fluido na própria sonda, dado a necessidade de uma área considerável para o armazenamento do material.

Figura 4-2 - Densidade vs. Viscosidade em função da concentração de MEV.



Com base nos pré-testes e nos resultados obtidos foi executado um planejamento composto central (Tabela 4.5) para avaliar o comportamento de novas formulações.

Tendo em vista as limitações de espaço físico de uma sonda e levando-se em conta a possível necessidade de preparação de fluido na mesma. A concentração de 10

lb/bbl representa o limite físico máximo para o volume máximo comportado na sacaria da sonda. Nesse sentido, o ponto central escolhido possui uma concentração de 10 lb/bbl de MEV, que representa o volume embarcado máximo de MEV embarcado, como apresentado na Tabela 4.3.

Tabela 4-2 - Volume de MEV para sonda de 6000 bbl.

%O/A (bbl/bbl)	Concentração MEV (lb/bbl)	MEV (m ³)	Densidade (ppg)
100/0	60	700	6,1
90/10	60	700	6,3
90/10	40	465	6,6
90/10	20	235	6,9
90/10	10	100	7,1

Tabela 4-3 - Formulação utilizada no PCC.

Formulação	Concentração
Olefina Interna	0,9 (bbl/bbl)
Emulsificante Primário	6 (lb/bbl)
Emulsificante Secundário	2 (lb/bbl)
Cal Hidratada	6 (lb/bbl)
Controlador de filtrado	3 (lb/bbl)
Viscosificante	15,2 (lb/bbl)
Salmoura	0,1 (bbl/bbl)
Obturante	8 (lb/bbl)
Modificador Reológico	5 (lb/bbl)
Microesferas de Vidro	10 (lb/bbl)

Após realizar os pré-testes e analisar as melhores combinações de reagentes que garantiam as condições operacionais necessárias foi planejado uma série de experimentos exploratórios organizados em forma de um planejamento composto central. Este visava entender como diferentes composições iriam implicar nas condições operacionais do fluido. As variáveis escolhidas foram: Concentração de MEV, a concentração de viscosificante e a %O/A (%Óleo/Água) no fluido, visto que esses são os componentes do fluido que mais influenciaram nos parâmetros operacionais almejados: L600, L300, L200, L100, L6, L3, Volume de Filtrado e Densidade.

4.2 Planejamento Exploratório

Além de levar em conta o espaço físico da sonda, a escolha do ponto central apresentado na Tabela 4.4, também levou em conta o volume de filtrado inferior a 6 mL, padrão operacional adotado pela Petrobras, e força gel nos intervalos operacionais desejados, que também estão apresentados na Tabela 4.4.

Os Parâmetros Desejados foram definidos com base na necessidade operacional atual do órgão de fomento dessa pesquisa, Petrobras. De acordo com a empresa esses parâmetros garantem uma perfuração economicamente viável.

Para o planejamento de experimentos foi adotado o modelo de planejamento composto central com alfa rotacional e três variáveis independentes. Sendo o $\alpha=1,6818$, o X_1 é a variável codificada relativa %Óleo/Água (%O/A), X_2 é a variável codificada relativa a concentração de MEV e X_3 se refere a concentração de viscosificante. Os níveis das variáveis independentes são apresentados na Tabela 4.5 e as condições experimentais associadas a cada experimento em sua forma codificada são apresentadas na Tabela 4.6.

As equações de codificação estão apresentadas a seguir: Equações 4.1, 4.2, 4.3.

$$X_1 = \frac{\%O/A - 90}{6} \quad (4.1)$$

$$X_2 = \frac{Conc.MEV - 10}{4.8} \quad (4.2)$$

$$X_3 = \frac{Conc.Viscosificante - 15,2}{1,7} \quad (4.3)$$

As respostas analisadas em cada experimento foram os aspectos reológicos, através dos parâmetros L600, L300, L200, L100, L6, L3, o Volume de filtrado e a densidade. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.7.

Analisando a Tabela 4.7 é possível identificar quais pontos atendem às demandas operacionais, mantendo a tensão limite de escoamento dentro dos intervalos desejados. Estes estão apresentados na Tabela 4.4 e são, volume de filtrado inferior a 6 mL e volume

de esferas embarcados na sonda inferior a 100m³ (concentrações MEV abaixo de 10bl/bbl, Tabela 4.2).

Tabela 4-4 - Parâmetros desejados vs. parâmetros experimentais obtidos.

	Parâmetros desejados	Parâmetros experimentais
L600 (°)	56-79	76,72
L300 (°)	40-61	45,47
L200 (°)	32-52	35,06
L100 (°)	23-42	23,71
L6 (°)	9-14	9,58
L3 (°)	8-12	8,74
Volume de filtrado(mL)	< 6	3,8
Densidade(ppg)	-	7,1

Tabela 4-5 - Níveis das variáveis do planejamento preliminar.

	%Óleo/Água (bbl/bbl)	Concentração de MEV (lb/bbl)	Concentração de Viscosificante (lb/bbl)
+α	100	18,07	18,06
+1	96/04	14,8	16,9
0	90/10	10	15,2
-1	84/16	5,2	13,5
-α	80/20	1,93	12,34

Um alto volume de filtrado no teste HPHT (ou no teste de filtração padrão API) é um indicador crítico, fisicamente se relaciona diretamente com dois grandes problemas operacionais na perfuração: a formação de um reboco espesso e a invasão de fluido na formação.

Um baixo volume de filtrado no teste HPHT é a prova laboratorial de que o fluido de perfuração tem as propriedades adequadas para proteger a formação e manter a estabilidade do poço nas condições mais severas do subsolo, que são o objetivo principal do controle de filtração em operações de perfuração.

Um volume de filtrado alto significa que uma grande quantidade da fase líquida do fluido de perfuração passou através do meio filtrante (simulando a formação). Para que isso aconteça, é necessário que:

Tabela 4-6 - Experimentos vs. níveis das variáveis do planejamento exploratório.

Experimento	X1	X2	X3
1	-1	-1	-1
2	+1	-1	-1
3	-1	+1	-1
4	+1	+1	-1
5	-1	-1	+1
6	+1	-1	+1
7	-1	+1	+1
8	+1	+1	+1
9	+ α	0	0
10	- α	0	0
11	0	+ α	0
12	0	- α	0
13	0	0	+ α
14	0	0	- α
15	0	0	0
16	0	0	0
17	0	0	0

- O Reboco Não Seja Eficiente: Os sólidos no fluido de perfuração (Calcário, MEV, Bentonitas, Cal) não estão se depositando de forma compacta e eficiente na parede do poço para formar uma barreira de baixa permeabilidade.

-

Tabela 4-7 - Resultados experimentais do planejamento preliminar.

	L600	L300	L200	L100	L6	L3	Densidade (ppg)	Volume de Filtrado (mL)
1	111,69 ± 0,59	73,45 ± 0,21	60,15 ± 0,31	44,91 ± 0,43	23,16 ± 0,25	21,1 ± 0,17	7,27 ± 0,01	2,50 ± 0,10
2	54,50 ± 1,19	32,47 ± 0,36	25,24 ± 0,17	17,53 ± 0,02	7,29 ± 0,22	6,40 ± 0,06	6,99 ± 0,01	3,80 ± 0,10
3	117,63 ± 0,45	78,21 ± 0,12	64,43 ± 0,21	48,49 ± 0,38	24,73 ± 0,57	22,28 ± 0,36	7,09 ± 0,01	2,80 ± 0,20
4	63,94 ± 1,48	39,06 ± 0,33	30,79 ± 0,16	21,91 ± 0,02	10,08 ± 0,28	9,02 ± 0,23	6,85 ± 0,01	6,10 ± 0,70
5	173,64 ± 1,25	123,04 ± 0,80	105,33 ± 0,77	84,43 ± 0,83	47,94 ± 0,99	43,20 ± 0,77	7,2 ± 0,05	2,10 ± 0,10
6	87,62 ± 2,05	54,90 ± 0,80	44,05 ± 0,43	32,08 ± 0,10	16,42 ± 0,06	15,41 ± 0,16	6,99 ± 0,01	4,20 ± 0,20
7	172,92 ± 1,02	121,30 ± 0,74	102,96 ± 0,73	81,18 ± 0,71	44,60 ± 0,68	40,47 ± 1,04	7,10 ± 0,02	2,80 ± 0,10
8	101,76 ± 1,12	63,84 ± 0,31	51,58 ± 0,08	38,08 ± 0,06	19,69 ± 0,19	18,31 ± 0,10	6,85 ± 0,01	3,70 ± 1,30
9	27,69 ± 0,08	13,95 ± 0,04	9,57 ± 0,02	5,36 ± 0,02	0,22 ± 0,22	0,25 ± 0,25	6,87 ± 0,02	15,90 ± 1,10
10	166,32 ± 1,84	112,50 ± 1,40	94,13 ± 1,50	72,54 ± 1,42	37,70 ± 1,03	34,02 ± 1,06	7,33 ± 0,01	2,30 ± 0,10
11	82,36 ± 0,23	49,19 ± 0,08	38,04 ± 0,12	25,54 ± 0,18	10,22 ± 0,31	9,28 ± 0,21	6,94 ± 0,01	3,60 ± 0,40
12	49,51 ± 0,47	27,66 ± 0,20	20,55 ± 0,12	13,13 ± 0,09	4,14 ± 0,07	3,50 ± 0,08	7,23 ± 0,01	4,20 ± 0,20
13	129,17 ± 0,81	83,25 ± 0,11	67,23 ± 0,12	48,94 ± 0,27	24,03 ± 0,36	22,40 ± 0,36	7,14 ± 0,01	2,70 ± 0,10
14	68,51 ± 0,72	42,22 ± 0,21	33,34 ± 0,03	23,50 ± 0,08	10,53 ± 0,18	9,38 ± 0,30	7,08 ± 0,02	3,00 ± 0,20
15	72,78 ± 1,53	43,16 ± 0,59	33,21 ± 0,40	22,23 ± 0,13	9,19 ± 0,04	8,03 ± 0,32	7,10 ± 0,01	3,00 ± 0,40
16	76,52 ± 1,55	45,47 ± 0,45	35,06 ± 0,20	23,71 ± 0,06	9,58 ± 0,15	8,74 ± 0,12	7,11 ± 0,01	3,80 ± 0,40
17	78,63 ± 1,20	47,05 ± 0,34	36,38 ± 0,17	24,70 ± 0,04	10,11 ± 0,21	9,41 ± 0,31	7,06 ± 0,01	3,60 ± 0,40

- Acúmulo de Sólidos: Se o líquido continua a passar, os sólidos que ficaram para trás tendem a se acumular, formando um reboco (*filter cake*) mais espesso e poroso do que o desejado, como é apresentado na Figura 4.3.

Figura 4-3 - Torta de filtrado espessa, indicando falha na filtração.



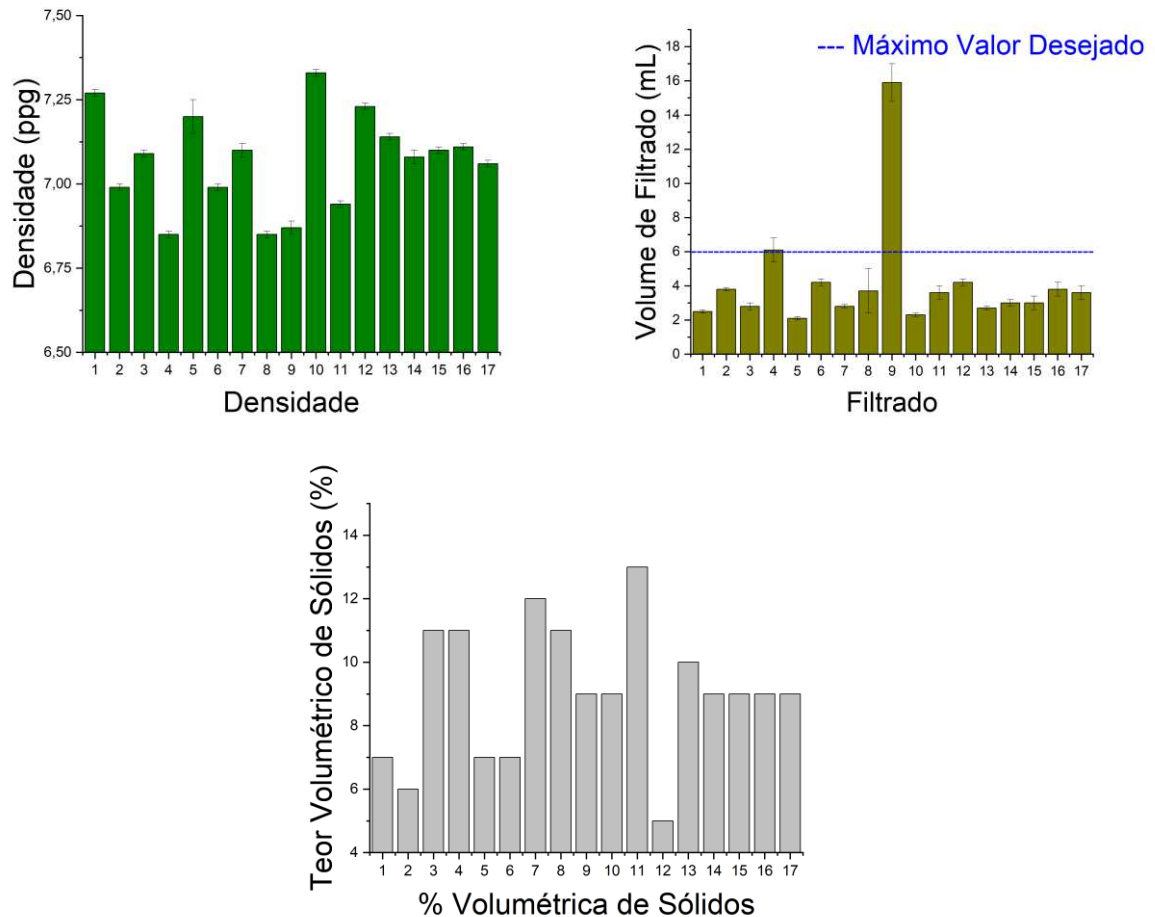
Fonte: Autoria própria.

O reboco espesso é o principal fator que leva à prisão diferencial (*differential sticking*). Quando o reboco é espesso, a área de contato entre a coluna de perfuração (broca, *drill collars*, *drill pipe*) e o reboco aumenta. A diferença de pressão (pressão diferencial) entre a coluna de fluido (mais alta) e a formação (mais baixa) age sobre essa grande área de contato, empurrando a coluna de perfuração firmemente contra a parede do poço (contra o reboco). Se a pressão diferencial e a área de contato forem grandes o suficiente, a coluna fica presa, um dos acidentes mais custosos na perfuração.

O filtrado que passa pelo reboco não desaparece, ele invade a formação rochosa adjacente. Um alto volume de filtrado indica uma invasão mais profunda e em maior volume na matriz da rocha, que pode causar dano físico e químico, obstruindo poros, se o filtrado for incompatível com a água da formação ou se contiver finos dispersos ele pode inchar argilas ou depositar sólidos (polímeros, emulsões etc.) nos poros próximos ao poço. Reduzir a permeabilidade, a obstrução dos poros reduz significativamente a capacidade da rocha de transmitir fluidos (óleo ou gás).

Analisando a Figura 4.4 e a Figura 4.5, é possível observar de forma ilustrativa os resultados apresentados na Tabela 4.7.

Figura 4-4 - Resultados experimentais planejamento preliminar: Teor volumétrico de sólidos, densidade e volume de filtrado.



É possível notar que os pontos centrais (15,16 e 17) atenderam as especificações operacionais mantendo valores de densidade a cerca de 7,1 ppg.

Como já exposto no capítulo 3.2, o valores de L600, L300, L200, L100, L6 e L3 que atenderam a faixa operacional desejada estão de acordo com uma viscosidade elástica de operação em altas taxas de cisalhamento (L600 e L300) economicamente viáveis, visto que quanto maior a viscosidade maior o gasto energético necessário para o bombeamento do fluido, e que em baixas taxas de cisalhamento (L6 e L3) possuem tensão

limite de escoamento adequada para manter os sólidos de perfuração em suspensão durante paradas na perfuração do poço.

A seguir são apresentadas as Equações preditivas que foram ajustadas a partir dos dados experimentais, com as variáveis apresentadas na forma codificadas. Com base nestas equações foi possível obter superfícies de resposta para o intervalo experimental realizado, os resultados estão apresentados na Figura 4.6, com variáveis nas unidades na unidade original (decodificadas).

$$(L600 = 0,3336(\%Olefina)^2 - 66,1647(\%Olefina) + 4,379(Conc.Viscosificante)^2 - 120,6216(Conc.Viscosificante) + 4150,767; R^2 = 0,9) \quad (4.4)$$

$$(L300 = 0,2744(\%Olefina)^2 - 53,925(\%Olefina) + 3,358(Conc.Viscosificante)^2 - 93,0832(Conc.Viscosificante) + 3315,7229; R^2 = 0,90) \quad (4.5)$$

$$(L200 = 0,2533(\%Olefina)^2 - 49,5407(\%Olefina) + 2,962(Conc.Viscosificante)^2 - 82,2798(Conc.Viscosificante) + 3009,155; R^2 = 0,89) \quad (4.6)$$

$$(L100 = 0,2247(\%Olefina)^2 - 43,6477(\%Olefina) + 2,465(Conc.Viscosificante)^2 - 68,66(Conc.Viscosificante) + 2606,9882; R^2 = 0,88) \quad (4.7)$$

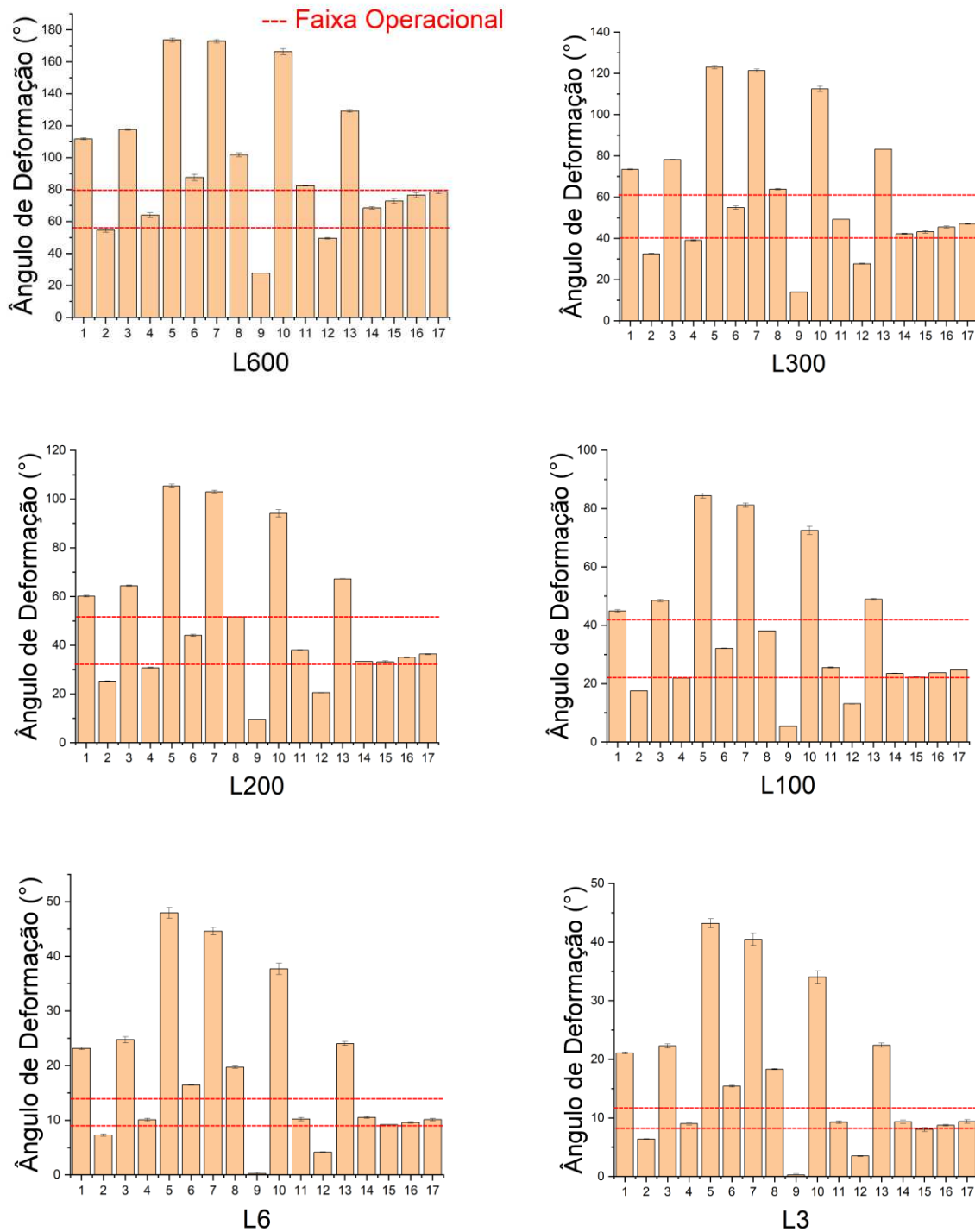
$$(L6 = 0,14(\%Olefina)^2 - 27,03(\%Olefina) + 1,537(Conc.Viscosificante)^2 - 43,0188(Conc.Viscosificante) + 1608,0869; R^2 = 0,85) \quad (4.8)$$

$$(L3 = 0,1269(\%Olefina)^2 - 24,485(\%Olefina) + 1,427(Conc.Viscosificante)^2 - 39,9158(Conc.Viscosificante) + 1462,3461; R^2 = 0,85) \quad (4.9)$$

$$(Densidade = 9,19 - 0,02(\%Olefina) - 0,02(Conc.MEV); R^2 = 0,94) \quad (4.10)$$

$$(Filtrado = 0,0494(\%Olefina)^2 - 8,519(\%Olefina) + 369,387; R^2 = 0,68) \quad (4.11)$$

Figura 4-5 - Resultados experimentais planejamento preliminar: L600, L300, L200, L100, L6, L3.



Para as leituras reológicas (Equações 4.1 a 4.6), os valores de R^2 variam entre 0,85 e 0,90. Isso indica que os modelos capturam cerca de 85% a 90% da variabilidade dos dados. Para sistemas complexos como suspensões de microesferas de vidro. O erro

residual (os 10-15% não explicados) provavelmente se deve a variações inerentes ao processo de mistura (cisalhamento inicial) ou pequenas flutuações na temperatura durante as medições no Reometro.

É possível notar que o R^2 cai ligeiramente nas leituras mais baixas (L6 e L3). Isso é comum, pois em baixas taxas de cisalhamento, a precisão do equipamento é menor e a influência do limite de escoamento (*yield stress*) e da estruturação interna do fluido introduz mais ruído nos dados.

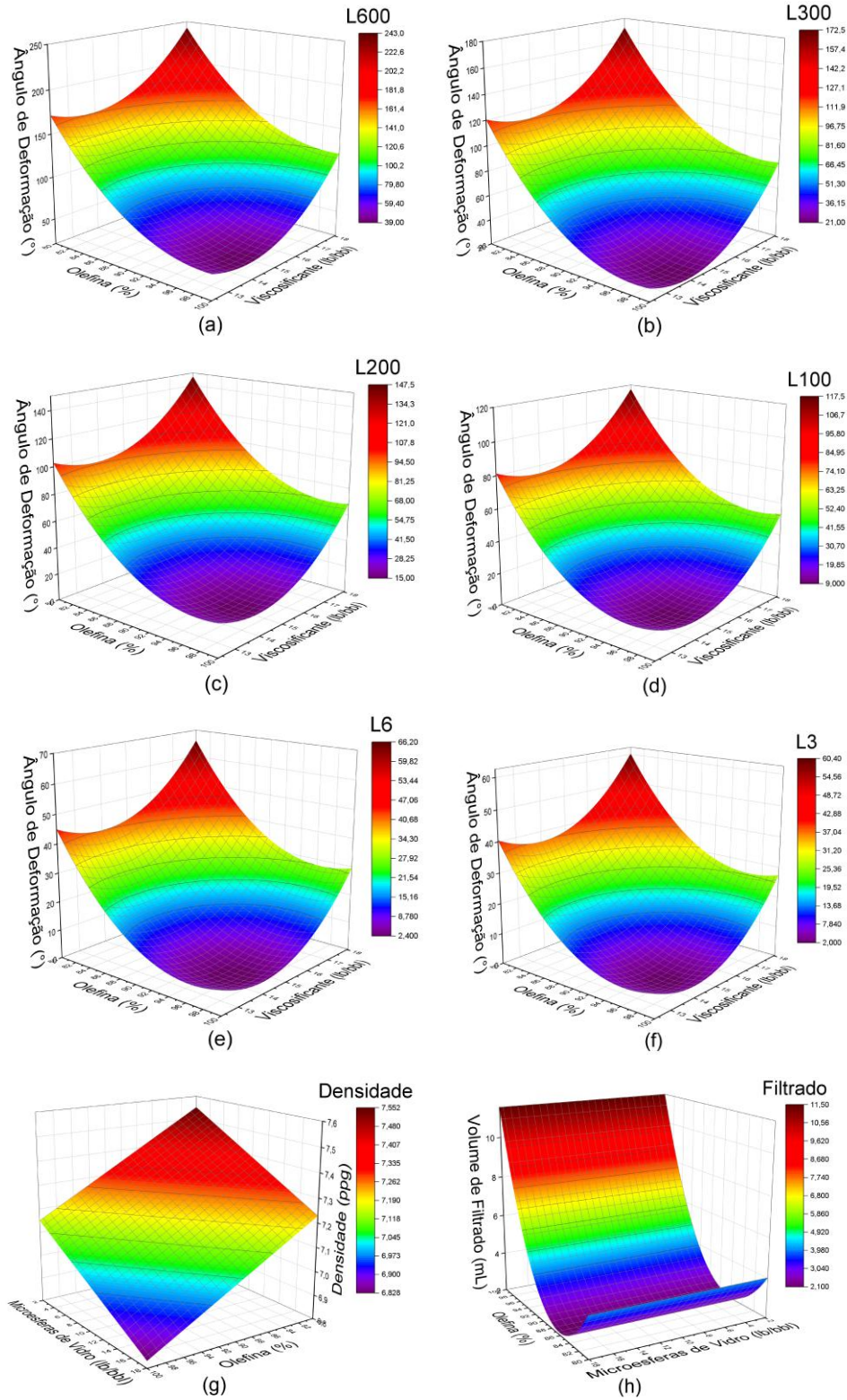
A Equação 4.7 (para a densidade) apresenta o maior coeficiente ($R^2=0,94$). A densidade é uma propriedade puramente aditiva e volumétrica. O erro aqui é mínimo (6%), o que valida a precisão da pesagem e o controle da concentração volumétrica de microesferas que foi discutido anteriormente.

A Equação 4.8 (volume de filtrado) apresentou um R^2 abaixo de 0,70 sugerindo que o modelo quadrático adotado pode não estar capturando todos os fenômenos envolvidos ou que há um "ruído" experimental elevado. A formação do reboco (*filter cake*) com microesferas de vidro é um processo físico complexo. A interação entre o tamanho das esferas e a porosidade do papel filtro pode causar variações bruscas.

É possível notar que em todas as variáveis resposta relacionadas com o perfil reológico do fluido (L3, L6, L100, L200, L300, L600) à medida que se aumenta a concentração de viscosificante aumenta-se o ângulo de deformação, e à medida que se aumenta a quantidade de salmoura emulsionada (quando se diminui a porcentagem de olefina) o ângulo de deformação também aumenta.

É possível notar a superfície da densidade que a medida que se aumenta a concentração de esferas de vidro e a porcentagem de olefina (diminui-se a quantidade de salmoura emulsionada) a densidade do fluido diminui, devido ao fato desses materiais possuírem massa específica relativamente baixas, $MEV = 0,47\text{g/cm}^3$ e olefina = $0,77\text{g/cm}^3$.

Figura 4-6 - Superfícies de resposta: (a) L600, (b) L300, (c) L200, (d) L100, (e) L6, (f) L3, (g) Densidade e (h) Volume de filtrado.



4.3 Planejamento Composto Central

Novos pré-testes foram realizados a fim de conseguir obter um volume de filtrado operacional, menor que 6 mL, para o fluido 100% olefínico com as MEV. Para tal algumas hipóteses foram levantadas e novos pré-testes foram realizados a fim de se estudar esse fenômeno.

A hipótese de que o obturante comumente utilizado calcário 2-44 não estaria exercendo bem sua função perante as MEV foi levantada. Para se observar tal fenômeno foram realizados testes de distribuição granulométrica utilizando o Mastersizer, os resultados do perfil de distribuição granulométrica do calcário e das MEV estão representados na Figura 4.7 e Figura 4.8.

Figura 4-7 - Distribuição granulométrica das MEV.

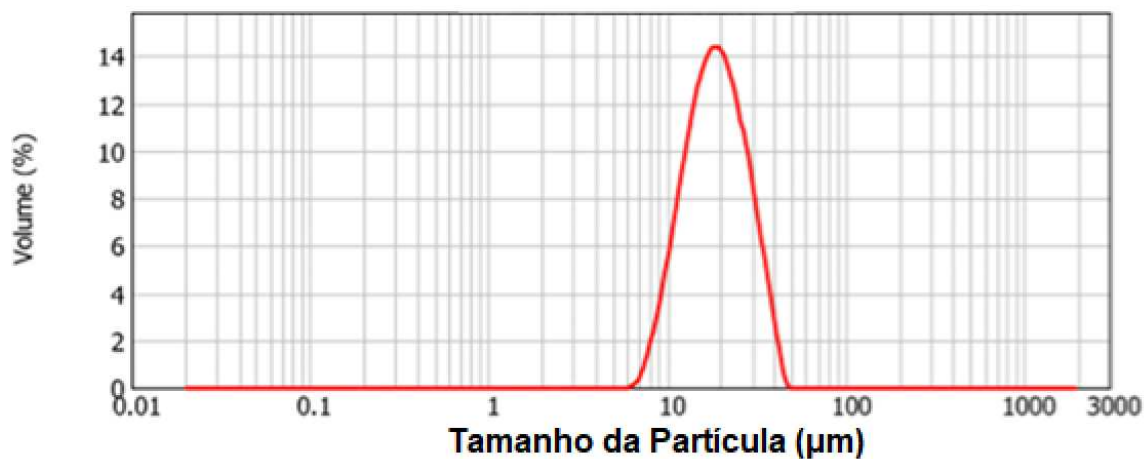
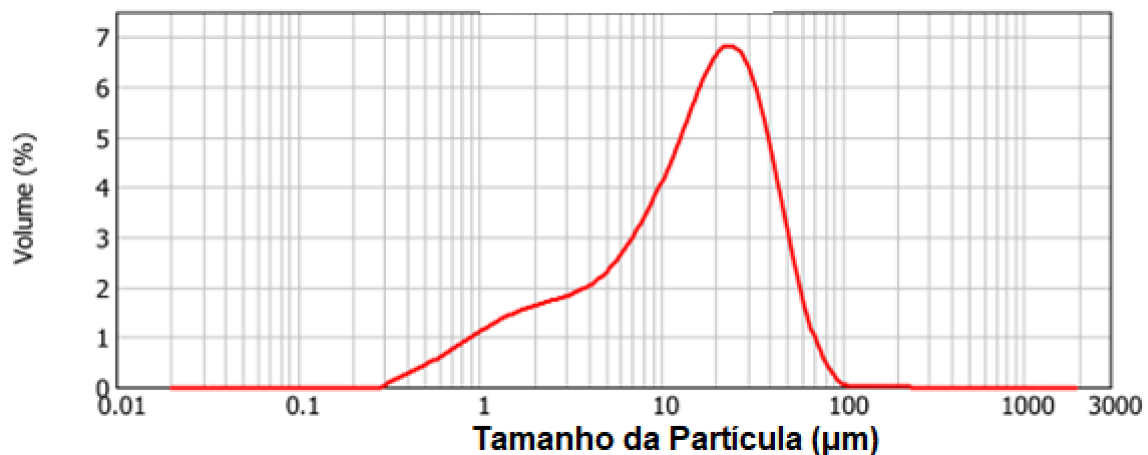


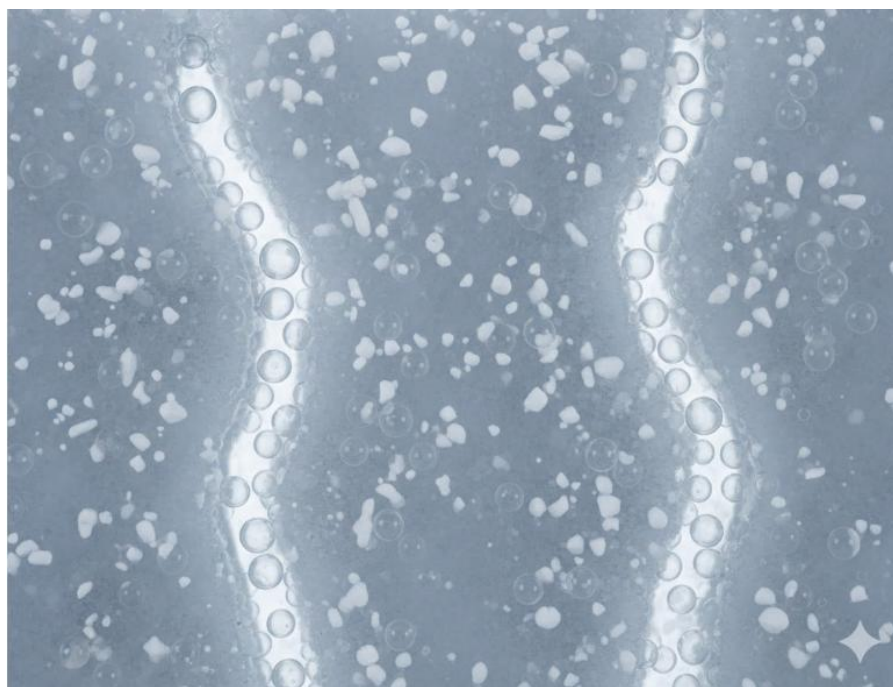
Figura 4-8 - Distribuição granulométrica do calcário.



Os ensaios com calcário resultaram em filtrados elevados, como observado no experimento 9 do PCC, apresentado na Tabela 4.7. A análise granulométrica explica o fenômeno: o D_{50} do calcário ($15,6 \mu\text{m}$) é muito próximo ao das MEV ($18,7 \mu\text{m}$). Foi formulada uma hipótese: as partículas de calcário não conseguem se alojar nos interstícios das MEV, em vez disso, elas se alinham de forma desordenada, criando "caminhos preferenciais" ou canais de alta permeabilidade no reboco.

Os resultados apresentaram distribuições granulométricas bem próximas tendo as MEV o $D_{50} = 18.718\mu\text{m}$ e o calcário o $D_{50} = 15.644\mu\text{m}$. Portanto muito possivelmente os altos valores observados no teste de filtrado advém de caminhos preferenciais formados pelas MEV, visto que o D_{50} de ambos os materiais são muito próximos. Assim o calcário não consegue obturar (fechar hermeticamente) as MEV por possuir D_{50} muito próximo, ocasionando a não formação de uma torta não permeável, representado na Figura 4.9.

Figura 4-9 – Ilustração para a hipótese: caminhos preferenciais na torta de filtrado.



Fonte: Gemini, 2025.

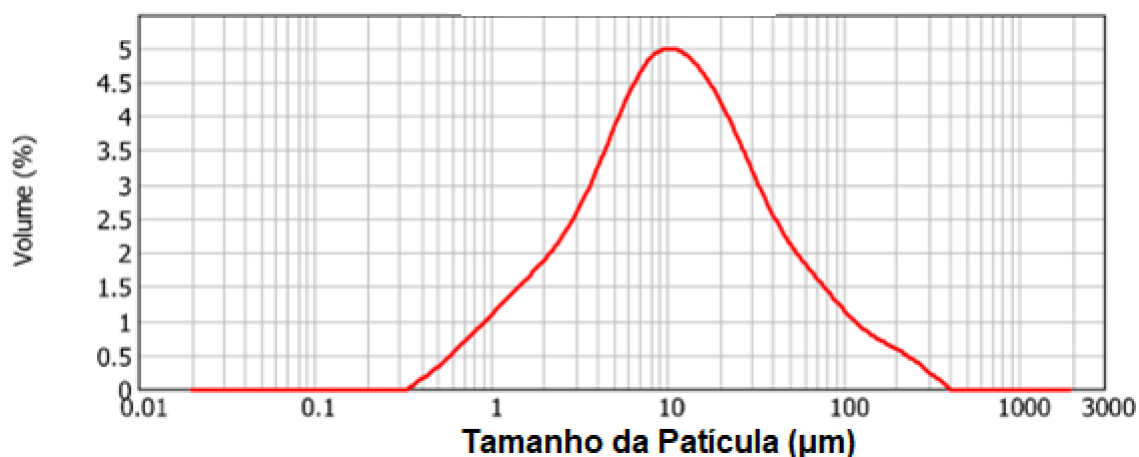
Após realizar os testes de distribuição granulométrica, os resultados sugeriram testar materiais com D_{50} menor que o do calcário. Dessa forma, a partir da bancada de reagentes disponíveis analisou-se testes de distribuição granulométrica em diferentes

materiais e encontrou-se um potencial novo obturante para as MEV, que foi a cal, cujo perfil de distribuição granulométrica é apresentado na Figura 4.10, possuindo $D_{50} = 10.863\mu m$.

Existe a hipótese que ao substituir o calcário pela cal ($D_{50} = 10,8\mu m$), a relação de tamanhos permite que a cal atue como um agente de "enchimento" eficiente. A cal preenche os vazios entre as MEV de forma hierárquica, reduzindo a porosidade da torta de filtração. Como resultado, o fluido de 6,2 ppg atingiu um filtrado estável de 3,8 mL, o que é excepcional para sistemas ultraleves em condições HPHT (65°C e 500 psi).

Pré-testes utilizando o material apresentaram resultados muito satisfatórios com relação ao peso do fluido e a formação de filtrado. Vale ressaltar que para fluidos 100% olefínicos a Cal não sofrerá solvatação, sendo assim um componente inerte e com a função apenas de obiturar fluido sintético contendo MEV.

Figura 4-10 - Distribuição granulométrica da cal.



A base matemática para o controle da filtração foi fundamentada na Teoria do Empacotamento Ideal (TEI). Em suspensões de HGM, as esferas de vidro criam uma matriz porosa com volumes intersticiais específicos. Para evitar a perda de fluido, os agentes de ponte devem satisfazer a condição:

$$D_{50, \text{ponte}} \approx \frac{2}{3} D_{50, \text{MEV}}$$

Ao integrar os dados de Distribuição do Tamanho de Partículas (DTP) a essa estrutura, a transição de "caminhos de fluxo preferenciais" (observados com calcário) para "ponte impermeável" (observada com cal hidratada) foi matematicamente justificada. A perda total de fluido em HPHT foi então correlacionada com a área superficial cumulativa e a densidade de empacotamento da fase sólida combinada (HGMs + Agente de Ponte).

Após a troca de obturantes, calcário pela cal, realizou-se um planejamento composto central, cujos níveis das variáveis dependentes são apresentados na Tabela 4.8 e as condições experimentais associadas a cada experimento em sua forma codificada são apresentadas na Tabela 4.9. Esse novo planejamento de experimentos teve a finalidade de obter um fluido mais leve possível utilizando MEV e que atendesse a critérios operacionais de perfil reológico, força gel e filtrado. Este planejamento focou nas variáveis críticas para a estabilidade e integridade do fluido ultraleve: Concentração de Cal (X_1), Concentração de MEV (X_2) e Concentração de Viscosificante (X_3).

Tabela 4-8 - Níveis das variáveis do planejamento composto central.

	Concentração de Cal (lb/bbl)	Concentração de MEV (lb/bbl)	Concentração de Viscosificante (lb/bbl)
+ α	20	70	19
+1	18,4	66	17,2
0	16	60	14,6
-1	13,6	54	12
- α	12	50	10,2

As respostas analisadas em cada experimento foram os aspectos reológicos, através dos parâmetros L600, L300, L200, L100, L6, L3, o Volume de filtrado e a densidade. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.10. Analisando as Figuras 4.11 até 4.19 é possível notar quais pontos atendem às demandas operacionais. Isto é, manter a força gel dentro dos intervalos desejados apresentados na Tabela 4.4, volume de filtrado inferior a 6 mL e volume de esferas embarcados na sonda inferior a 100m³ (concentrações MEV abaixo de 10bl/bbl).

Tabela 4-9 - Níveis das variáveis do planejamento.

Experimento	X1	X2	X3
1	-1	-1	-1
2	+1	-1	-1
3	-1	+1	-1
4	+1	+1	-1
5	-1	-1	+1
6	+1	-1	+1
7	-1	+1	+1
8	+1	+1	+1
9	+ α	0	0
10	- α	0	0
11	0	+ α	0
12	0	- α	0
13	0	0	+ α
14	0	0	- α
15	0	0	0
16	0	0	0
17	0	0	0

Tabela 4-10 - Resultados experimentais do planejamento composto central.

	L600	L300	L200	L100	L6	L3	Densidade (ppg)	Volume de Filtrado (mL)
1	56,03 $\pm$ 0,23	31,61 $\pm$ 0,12	23,72 $\pm$ 0,10	15,43 $\pm$ 0,13	4,31 $\pm$ 0,13	3,58 $\pm$ 0,15	6,20 $\pm$ 0,01	2,0
2	62,12 $\pm$ 0,45	35,71 $\pm$ 0,03	27,02 $\pm$ 0,03	17,86 $\pm$ 0,01	5,61 $\pm$ 0,10	4,54 $\pm$ 0,11	6,28 $\pm$ 0,01	2,0
3	72,01 $\pm$ 0,20	42,42 $\pm$ 0,15	32,32 $\pm$ 0,13	21,61 $\pm$ 0,15	7,29 $\pm$ 0,24	6,12 $\pm$ 0,27	6,10 $\pm$ 0,01	1,8
4	79,55 $\pm$ 0,57	47,01 $\pm$ 0,05	36,28 $\pm$ 0,10	24,50 $\pm$ 0,11	8,73 $\pm$ 0,19	7,25 $\pm$ 0,20	6,13 $\pm$ 0,01	2,0
5	94,65 $\pm$ 1,28	58,59 $\pm$ 0,16	46,42 $\pm$ 0,04	32,72 $\pm$ 0,15	12,80 $\pm$ 0,09	10,86 $\pm$ 0,07	6,22 $\pm$ 0,01	1,8
6	98,33 $\pm$ 0,49	61,52 $\pm$ 0,07	48,60 $\pm$ 0,08	34,31 $\pm$ 0,06	14,04 $\pm$ 0,06	11,99 $\pm$ 0,13	6,27 $\pm$ 0,01	1,2
7	126,27 $\pm$ 0,24	78,60 $\pm$ 0,11	61,99 $\pm$ 0,14	43,69 $\pm$ 0,09	17,32 $\pm$ 0,25	14,69 $\pm$ 0,22	6,13 $\pm$ 0,01	2
8	150,96 $\pm$ 0,92	97,89 $\pm$ 0,20	79,34 $\pm$ 0,30	58,34 $\pm$ 0,30	26,54 $\pm$ 0,37	22,95 $\pm$ 0,24	6,13 $\pm$ 0,02	1,8
9	95,73 $\pm$ 0,42	58,05 $\pm$ 0,19	45,36 $\pm$ 0,20	31,42 $\pm$ 0,23	11,74 $\pm$ 0,20	10,24 $\pm$ 0,23	6,25 $\pm$ 0,01	1,6
10	90,44 $\pm$ 0,69	55,50 $\pm$ 0,05	43,41 $\pm$ 0,08	30,11 $\pm$ 0,12	11,00 $\pm$ 0,27	9,32 $\pm$ 0,21	6,17 $\pm$ 0,01	2,8
11	107,33 $\pm$ 0,39	65,80 $\pm$ 0,12	51,64 $\pm$ 0,15	36,09 $\pm$ 0,19	13,86 $\pm$ 0,14	12,00 $\pm$ 0,23	6,09 $\pm$ 0,01	1,6
12	69,26 $\pm$ 0,85	40,29 $\pm$ 0,06	30,66 $\pm$ 0,04	20,35 $\pm$ 0,04	6,53 $\pm$ 0,12	5,43 $\pm$ 0,20	6,28 $\pm$ 0,01	1,8
13	155,01 $\pm$ 0,12	98,87 $\pm$ 0,07	79,62 $\pm$ 0,12	57,86 $\pm$ 0,20	24,30 $\pm$ 0,32	20,76 $\pm$ 0,19	6,23 $\pm$ 0,01	1,8
14	56,53 $\pm$ 0,04	32,01 $\pm$ 0,15	23,86 $\pm$ 0,08	15,38 $\pm$ 0,05	4,46 $\pm$ 0,17	3,58 $\pm$ 0,12	6,18 $\pm$ 0,01	1,4
15	98,18 $\pm$ 1,12	60,76 $\pm$ 0,09	47,98 $\pm$ 0,06	33,62 $\pm$ 0,10	12,65 $\pm$ 0,03	10,83 $\pm$ 0,15	6,19 $\pm$ 0,01	2,0
16	100,15 $\pm$ 1,56	61,84 $\pm$ 0,12	48,74 $\pm$ 0,16	34,25 $\pm$ 0,29	13,12 $\pm$ 0,23	11,06 $\pm$ 0,27	6,20 $\pm$ 0,01	1,4
17	96,93 $\pm$ 1,20	60,10 $\pm$ 0,11	47,31 $\pm$ 0,09	32,97 $\pm$ 0,13	12,39 $\pm$ 0,18	10,69 $\pm$ 0,22	6,22 $\pm$ 0,01	2,0

A principal inovação deste segundo planejamento reside na análise da Cal não apenas como um agente de alcalinidade, mas como um agente obturante granulométrico. Os resultados demonstraram que, ao contrário do calcário, a Cal possui uma distribuição

de tamanho de partícula que permite um empacotamento hierárquico juntamente com as MEV.

Conforme observado na Tabela 4.10, o volume de filtrado HPHT atingiu o seu valor mínimo (1,2 mL) em concentrações elevadas de Cal e MEV. Fisicamente, isso é explicado pela teoria de vedação por pontes: as MEV criam a estrutura primária do reboco (torta de filtração), e as partículas de Cal, sendo menores, preenchem os interstícios deixados pelas esferas. A análise estatística mostrou que o termo de interação entre Cal e MEV foi estatisticamente significativo ($p < 0,05$), validando a hipótese de que a vedação é um fenômeno dependente da proporção correta entre esses dois sólidos.

Outra hipótese é formulada: quanto maior o teor volumétrico de sólidos menor o volume de filtrado, pois quanto mais sólidos no fluido mais possibilidades para a formação da torta. A hipótese é apresentada na Figura 4.20, na qual não é possível afirmar que há correlação entre o teor volumétrico de sólidos e o volume de filtrado.

Figura 4-11- Resultados experimentais planejamento composto central: L600.

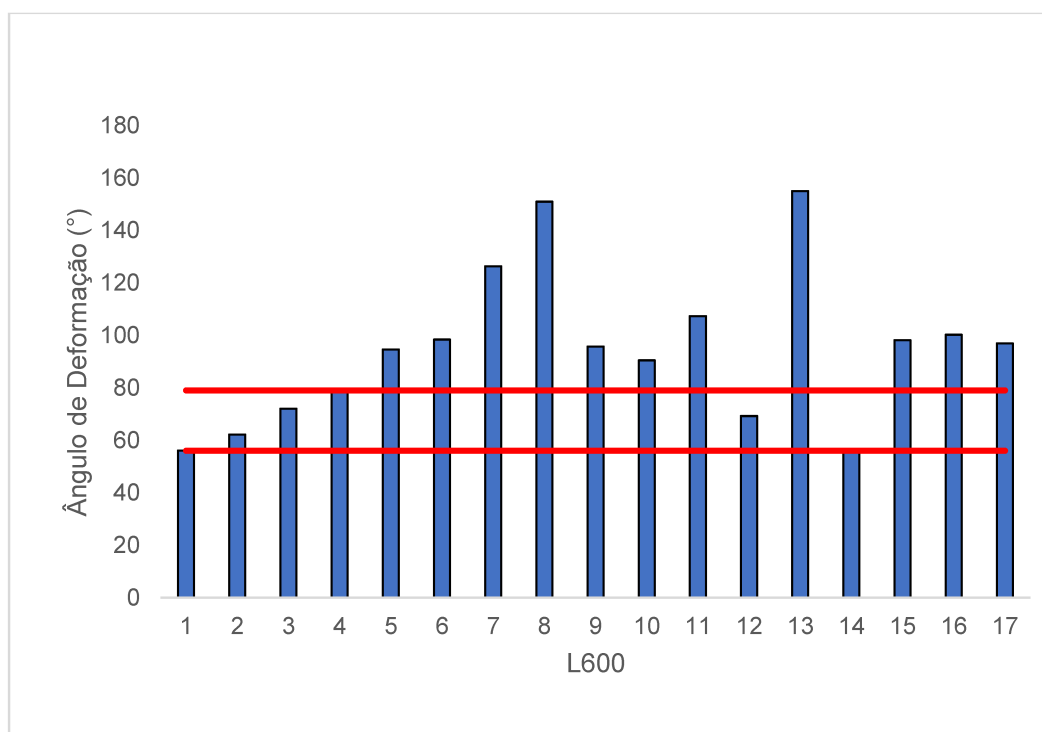


Figura 4-12 - Resultados experimentais planejamento composto central: L300.

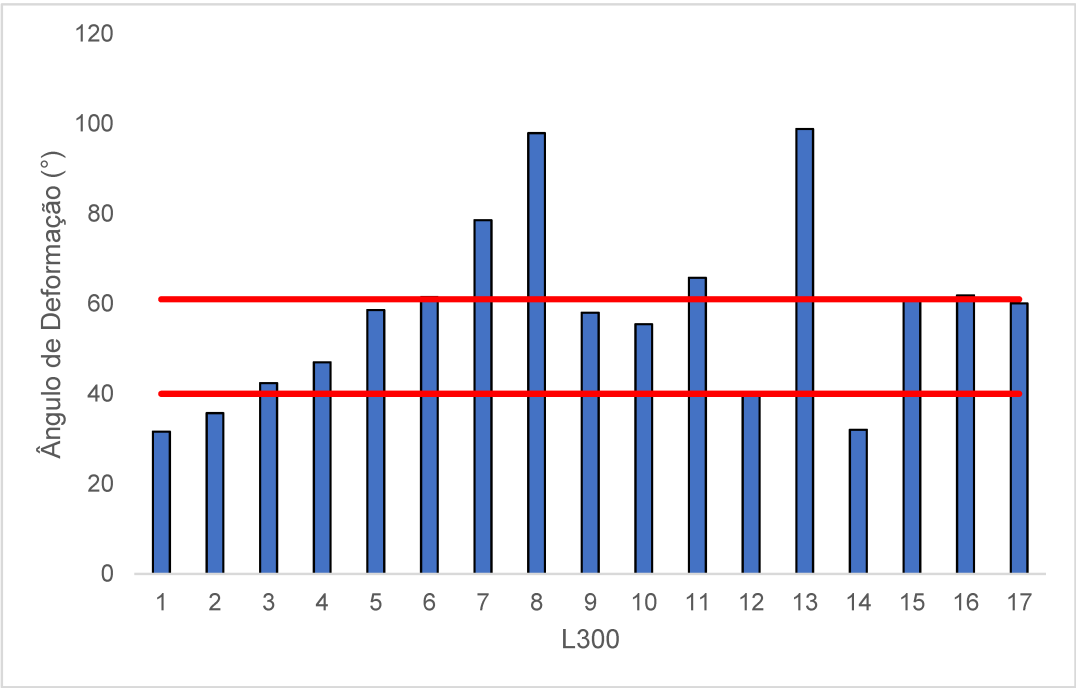


Figura 4-13 - Resultados experimentais planejamento composto central: L200.

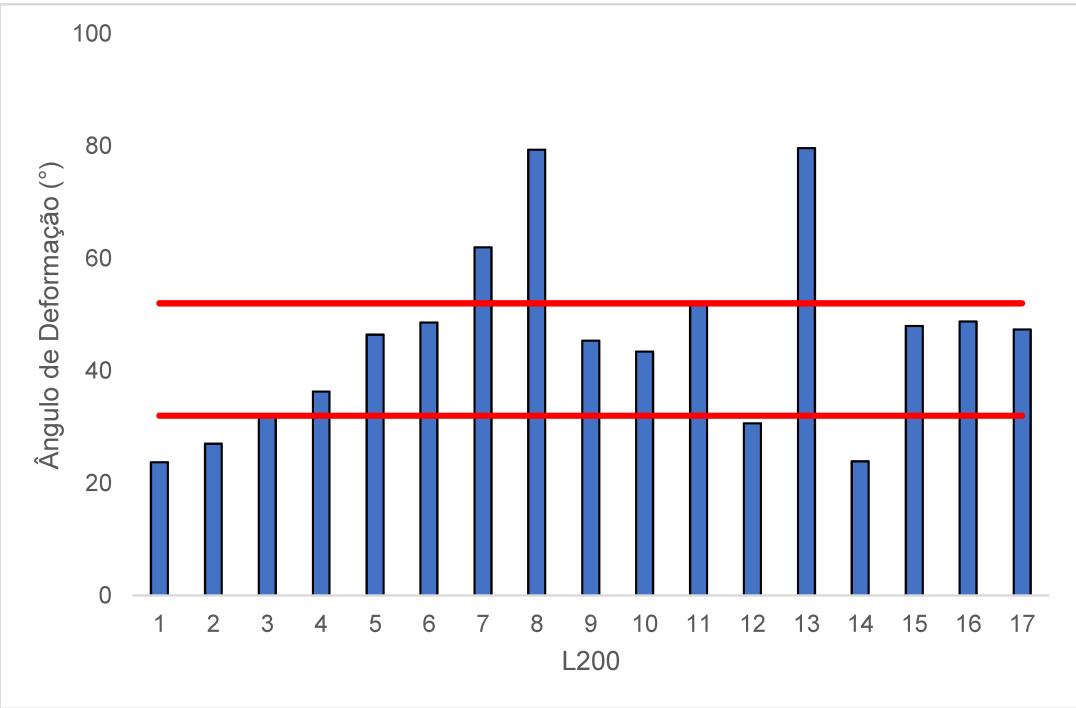


Figura 4-14 - Resultados experimentais planejamento composto central: L100.

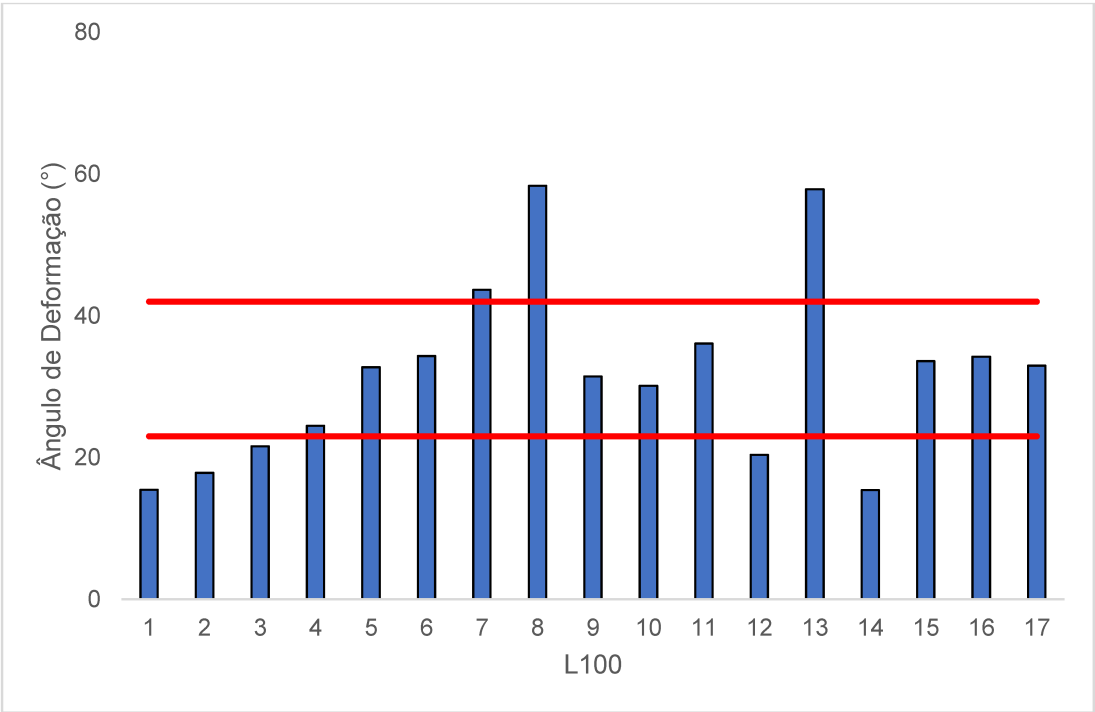


Figura 4-15 - Resultados experimentais planejamento composto central: L6.

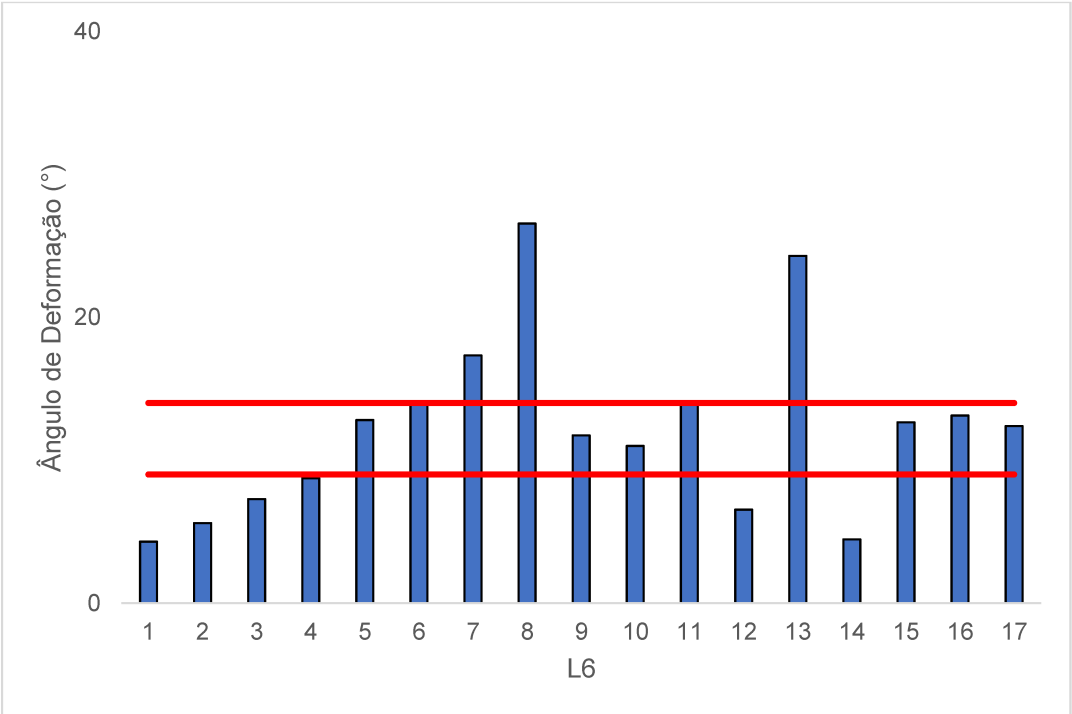


Figura 4-16 - Resultados experimentais planejamento composto central: L3.

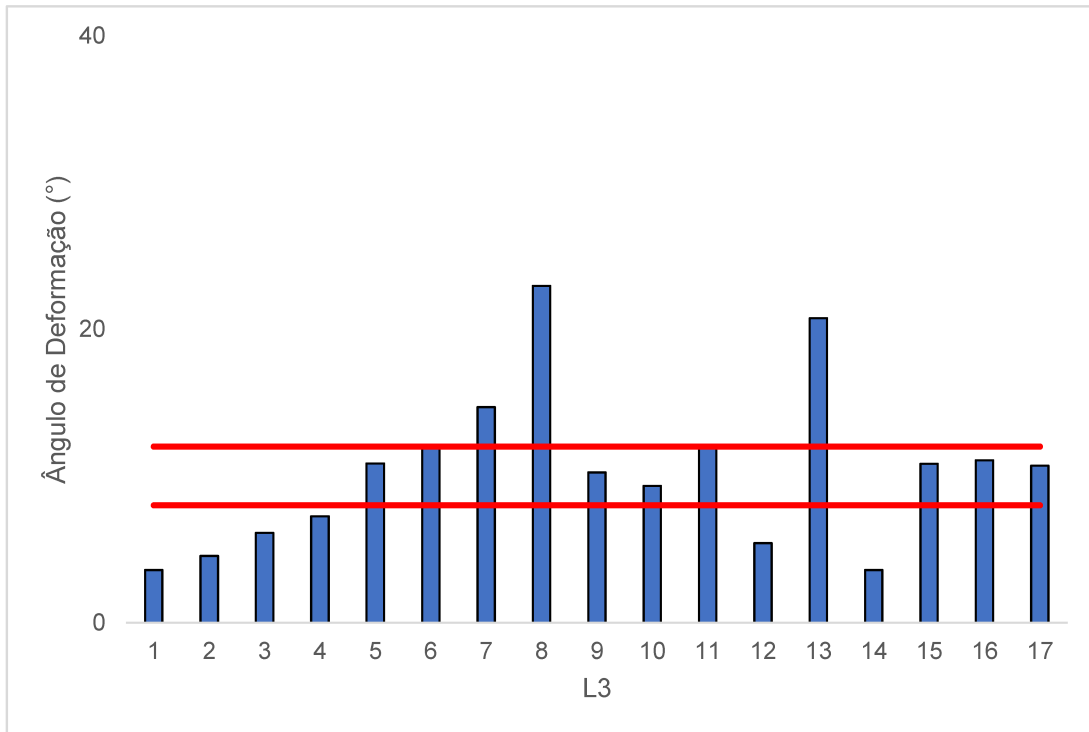


Figura 4-17 - Resultados experimentais planejamento composto central: Densidade.

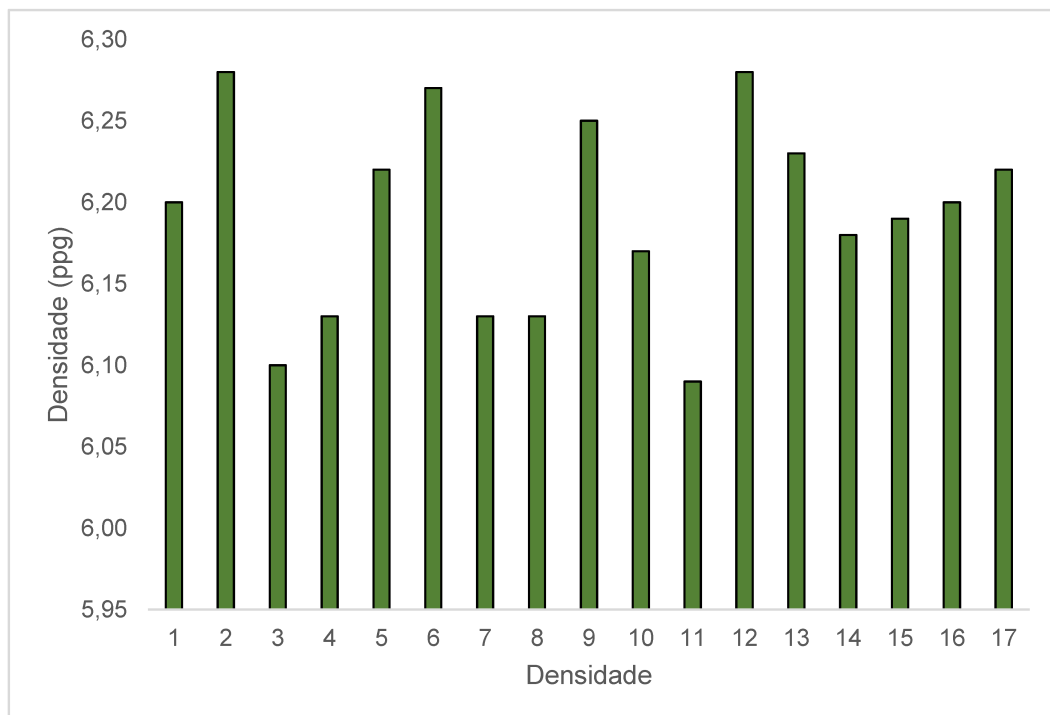


Figura 4-18 - Resultados experimentais planejamento composto central: Volume de filtrado

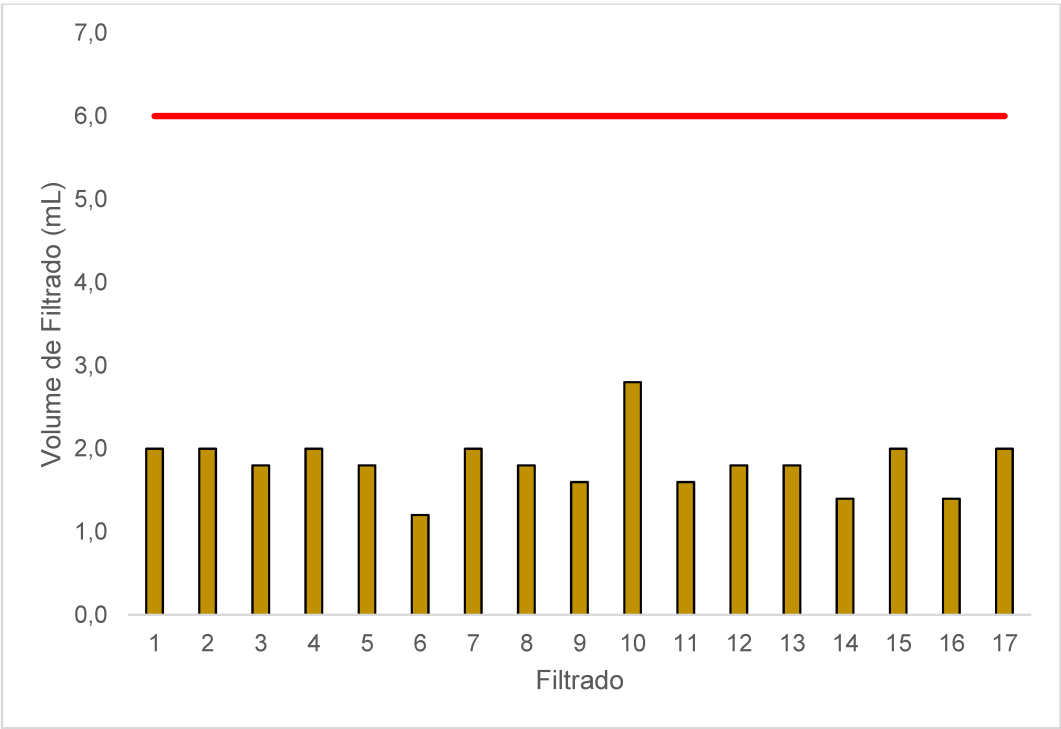


Figura 4-19 - Resultados experimentais planejamento composto central: Teor volumétrico de sólidos

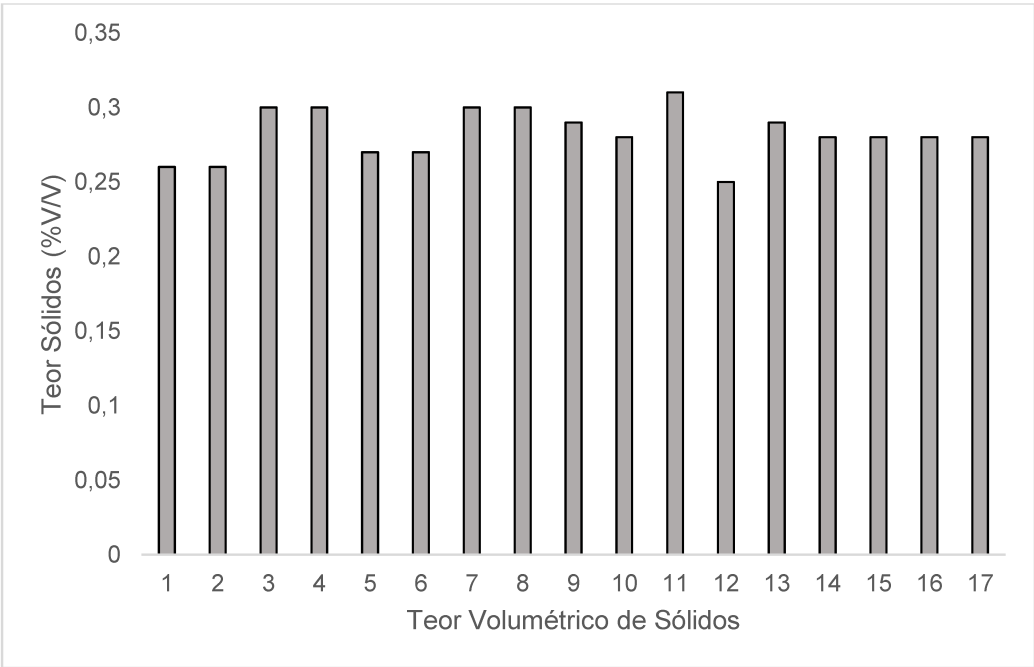
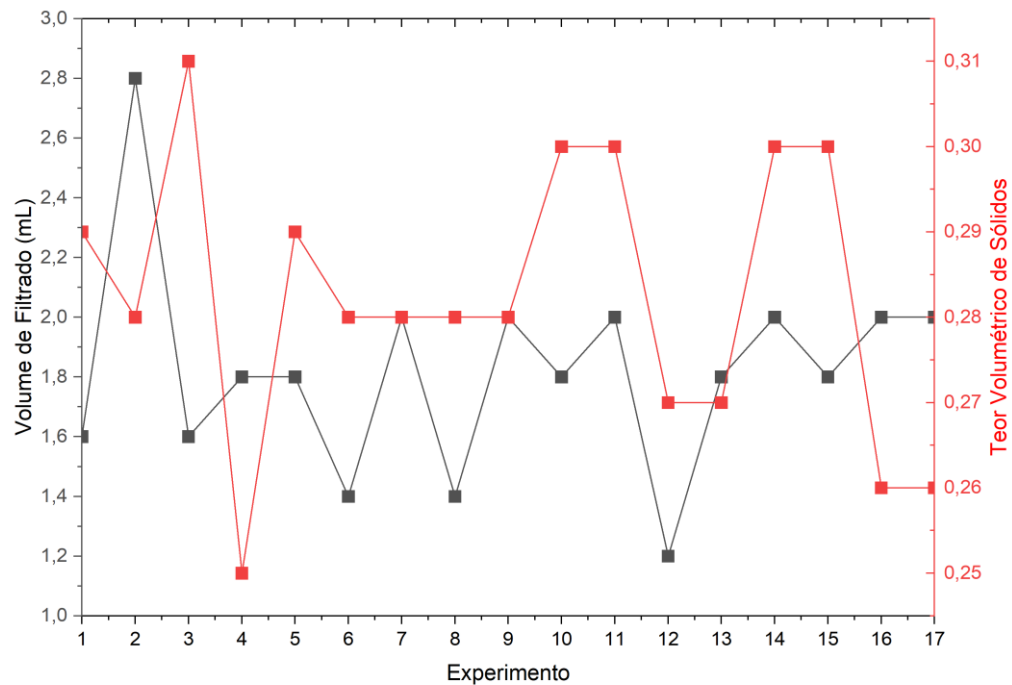


Figura 4-20 – Volume de filtrado e teor volumétrico de sólidos.



É possível notar que os experimentos 3, 4, 5, 6, 9, 10, 12, 15, 16, 17 atenderam ou ficaram muito próximos de atender as especificações operacionais mantendo valores de densidade a cerca de 6,2 ppg. É esperado que com um alto teor volumétrico de sólidos em dispersão no fluido a altas taxas de cisalhamento (L600) o fluido apresente viscosidades mais altas. Com os dados obtidos foi possível obter superfícies de resposta para o intervalo experimental realizado, os resultados estão apresentados nas Figuras 4.12.

A seguir são apresentadas as Equações 4.12 a 4.19, preditivas a partir dos dados deste novo Planejamento Composto Central.

$$\begin{aligned}
 (L600 = & -472,3746 + 18,9578(Conc. Cal) - 0,5439(Conc. Cal)^2 + \\
 & 12,3576(Conc. MEV) - 0,1341(Conc. MEV)^2 - 14,1313(Conc. Viscosificante) + \\
 & 0,4074(Conc. MEV)(Conc. Viscosificante) ; R^2 = 0,9735)
 \end{aligned}$$

(4.12)

$$\begin{aligned}
(L300 = & -209,1986 + 1,0739(Conc. Cal) + 7,4851(Conc. MEV) - 0,0834(Conc. MEV)^2 \\
& - 9,3708(Conc. Viscosificante) \\
& + 0,2746(Conc. MEV)(Conc. Viscosificante) ; \\
& R^2 = 0,9616)
\end{aligned}
\tag{4.13}$$

$$\begin{aligned}
(L200 = & -184,2593 + 0,9174(Conc. Cal) + 6,4654(Conc. MEV) - 0,0715(Conc. MEV)^2 - \\
& 7,7417(Conc. Viscosificante) + 0,2280(Conc. MEV)(Conc. Viscosificante) ; R^2 = 0,9580)
\end{aligned}
\tag{4.14}$$

$$\begin{aligned}
(L100 = & -143,6186 + 0,7250(Conc. Cal) + 4,9942(Conc. MEV) - 0,0557(Conc. MEV)^2 - \\
& 6,1264(Conc. Viscosificante) + 0,1777(Conc. MEV)(Conc. Viscosificante) ; R^2 = 0,9518)
\end{aligned}
\tag{4.15}$$

$$\begin{aligned}
(L6 = & 23,6769 + 0,4407(Conc. Cal) - 0,8449(Conc. MEV) - \\
& 3,0497(Conc. Viscosificante) + 0,0875(Conc. MEV)(Conc. Viscosificante) ; R^2 = 0,9160)
\end{aligned}
\tag{4.16}$$

$$\begin{aligned}
(L3 = & 38,9708 - 5,5397(Conc. Cal) + 0,8131(Conc. MEV) - 0,0214(Conc. MEV)^2 - \\
& 5,0142(Conc. Viscosificante) + 0,0764(Conc. MEV)(Conc. Viscosificante) + \\
& 0,1462(Conc. Cal)(Conc. Viscosificante) + 0,0634(Conc. Cal)(Conc. MEV) ; R^2 = 0,9627)
\end{aligned}
\tag{4.17}$$

$$\begin{aligned}
(Densidade = & 4,8100 + 0,0628(Conc. Cal) + 0,0348(Conc. MEV) - \\
& 0,0003(Conc. MEV)^2 + 0,0035(Conc. Viscosificante) - 0,0009(Conc. Cal)(Conc. MEV) ; \\
& R^2 = 0,9585)
\end{aligned}
\tag{4.18}$$

$$\begin{aligned}
(Volume de Filtrado = & 10,2762 - 0,9932(Conc. Cal) + 0,0285(Conc. Cal)^2 ; R^2 = \\
& 0,4290)
\end{aligned}
\tag{4.19}$$

A modelagem estatística resultou em equações polinomiais de segunda ordem que descrevem o comportamento do sistema. A análise detalhada dos coeficientes permite compreender a sensibilidade do fluido ultraleve às variações de composição.

Para a Equação 4.15 (Densidade) é possível observar que o coeficiente quadrático de X_2 é negativo, indicando um comportamento não linear. Este comportamento observado se deve a massa específica das MEV (0,46 g/cm³) em comparação com a fase contínua (0,80 g/cm³). Embora a Cal seja um sólido com densidade superior à da olefina, sua influência na densidade final é mitigada pela sua baixa concentração volumétrica em relação às MEV. Contudo, o modelo mostra que variações na Cal são cruciais para o ajuste fino da pressão hidrostática em janelas estreitas.

É possível observar também que quanto maior a concentração de cal e de MEV maior será o ângulo de deformação obtido para os parâmetros L3, L6, L100, L200, L300, L600, ou seja, o aumento de concentração desses componentes irá aumentar a tensão limite de escoamento e a viscosidade do meu fluido.

As equações para os parâmetros reológicos revelam a complexidade das interações em suspensões de partículas rígidas:

- Sinergia X_2 (MEV) e X_3 (Viscosificante): Observa-se um coeficiente de interação positivo significativo entre X_2 e X_3 . A hipótese formulada é que fenomenologicamente, as microesferas atuam como "obstáculos" mecânicos que restringem a mobilidade das cadeias poliméricas do viscosificante (argila organofílica). Isso resulta em um efeito de "rede" mais rígida, elevando a tensão de escoamento (τ_Y). Este fenômeno é essencial para evitar a decantação de sólidos quando o fluxo é interrompido.
- Efeito Quadrático de X_2 (X_2^2): A presença de um termo quadrático significativo sugere que existe um "ponto de saturação". Acima de certa concentração de MEV, o empacotamento das esferas torna-se tão denso que o fluido entra em um regime de fluxo restrito, onde a viscosidade plástica aumenta de forma não linear, o que pode levar a perdas de carga excessivas no poço.

- Influência da Cal (X_1) na Reologia: O coeficiente linear da Cal nas equações de viscosidade indica que ela contribui para a estruturação do fluido. Sendo uma partícula fina, a Cal aumenta a área superficial total do sistema, o que demanda mais surfactante e aumenta a viscosidade aparente por meio de interações interfaciais quando há emulsão invertida.

A modelagem estatística da resposta de filtração constitui o núcleo analítico deste estudo, uma vez que ratifica a eficácia do sistema proposto. Este comportamento pode ser mais bem visualizado nas superfícies de resposta apresentadas na Figura 4.21. Observa-se que diferentemente do comportamento observado no planejamento experimental primário (utilizando carbonato de cálcio), os resultados atuais evidenciam um efeito sinérgico entre as variáveis independentes para a consolidação de um reboco de baixa permeabilidade. Do ponto de vista mecânico, as MEV (X_2) estabelecem a matriz estrutural porosa, enquanto a Cal (X_1) desempenha o papel de material de preenchimento intersticial. O modelo matemático quantifica essa complementaridade granulométrica, demonstrando que a eficiência do controle de filtração é uma função da proporção estequiométrica entre as partículas, e não da ação isolada de um único aditivo.

Figura 4-21 - Superfície de resposta planejamento composto central: L600.

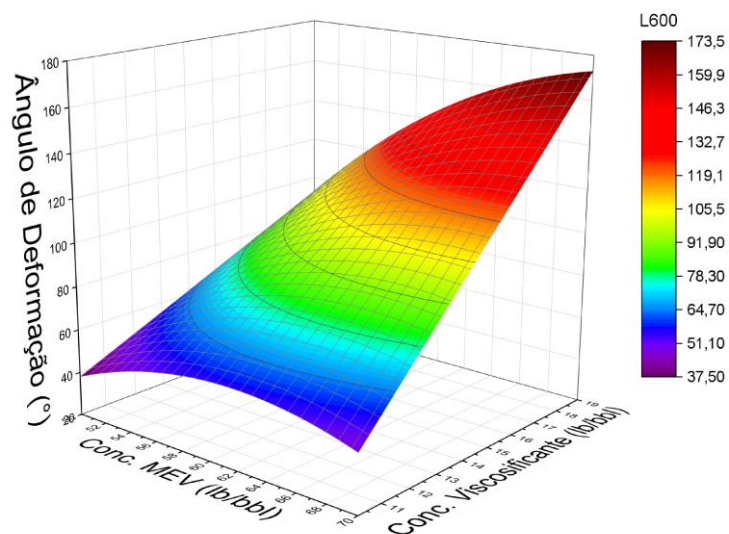


Figura 4-22 - Superfície de resposta planejamento composto central: L300.

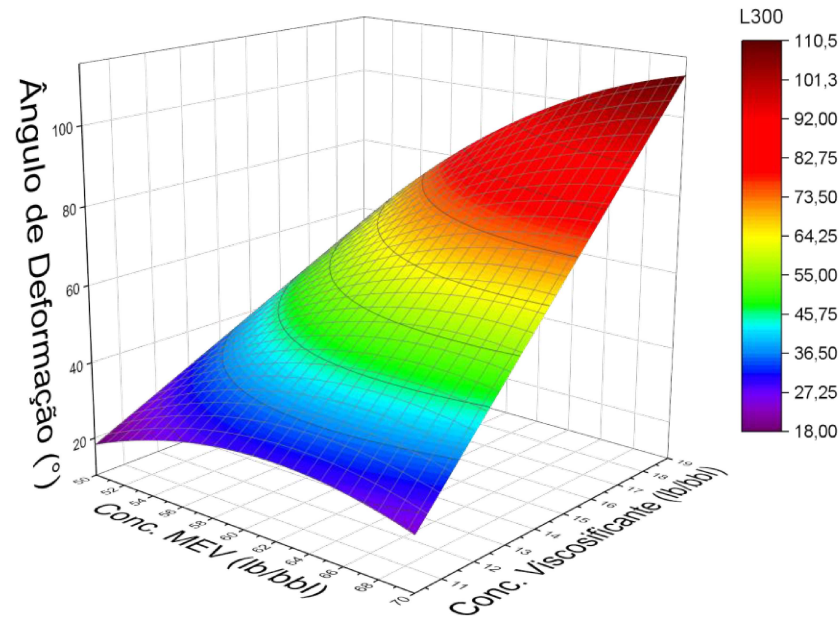


Figura 4-23 - Superfície de resposta planejamento composto central: L200.

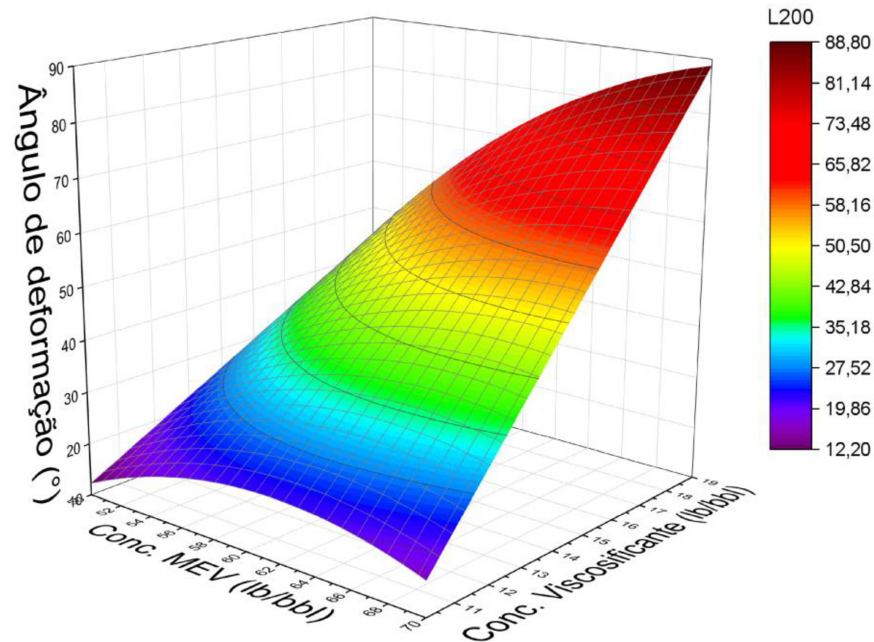


Figura 4-24 - Superfície de resposta planejamento composto central: L100.

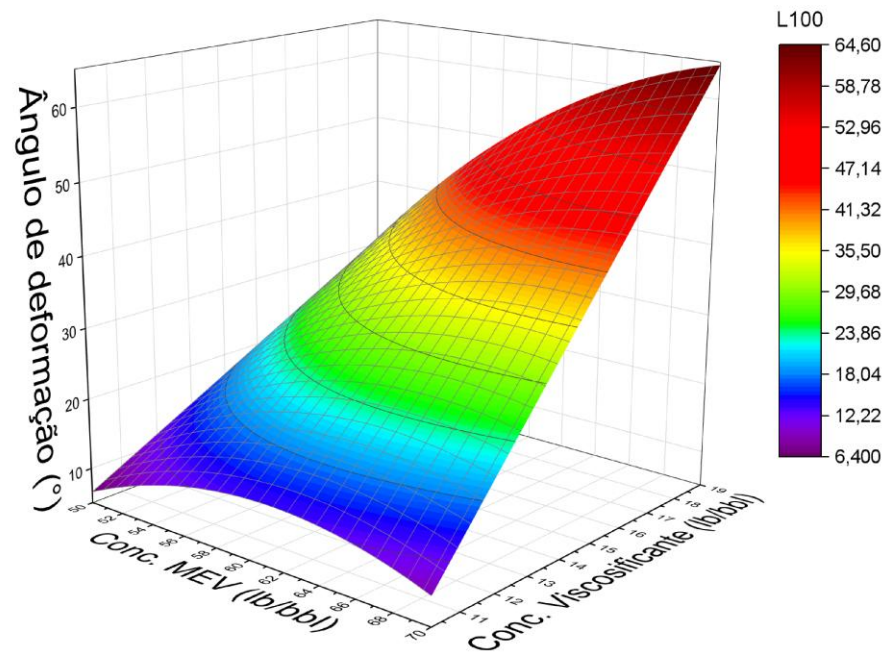


Figura 4-25 - Superfície de resposta planejamento composto central: L6.

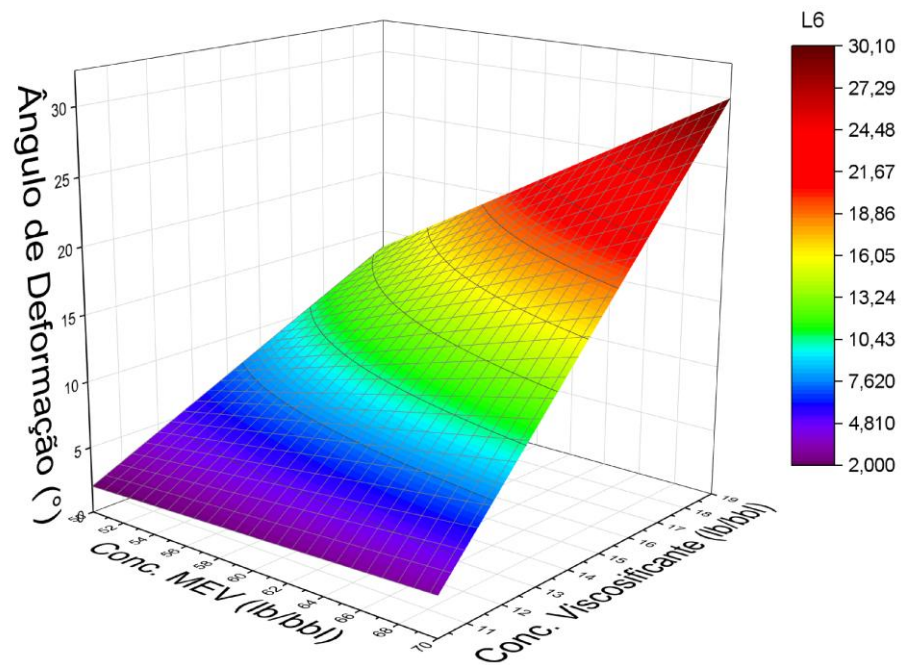


Figura 4-26 - Superfície de resposta planejamento composto central: L3.

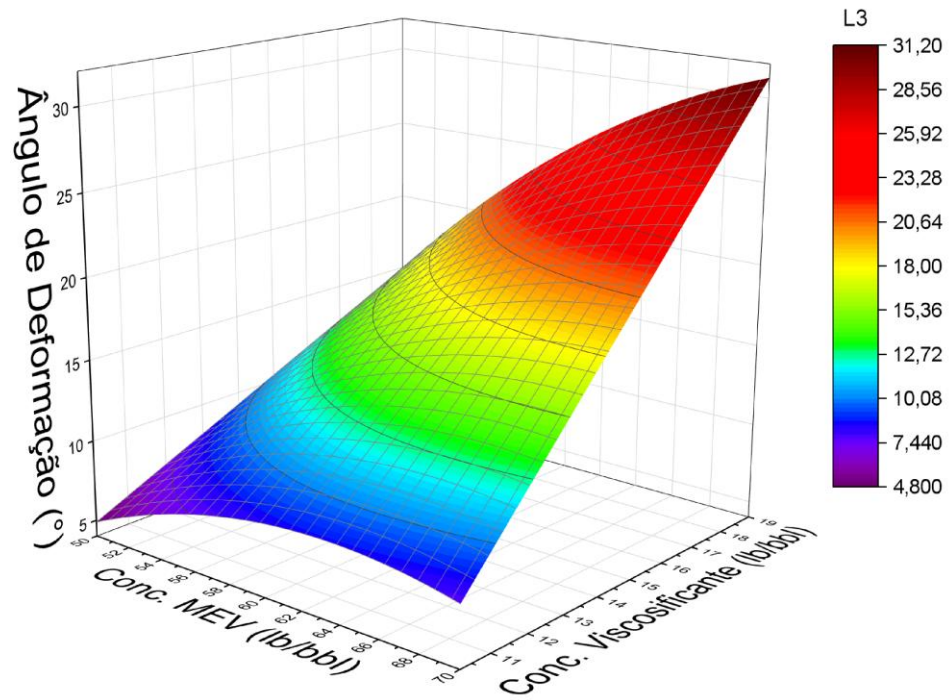


Figura 4-27 - Superfície de resposta planejamento composto central: Densidade.

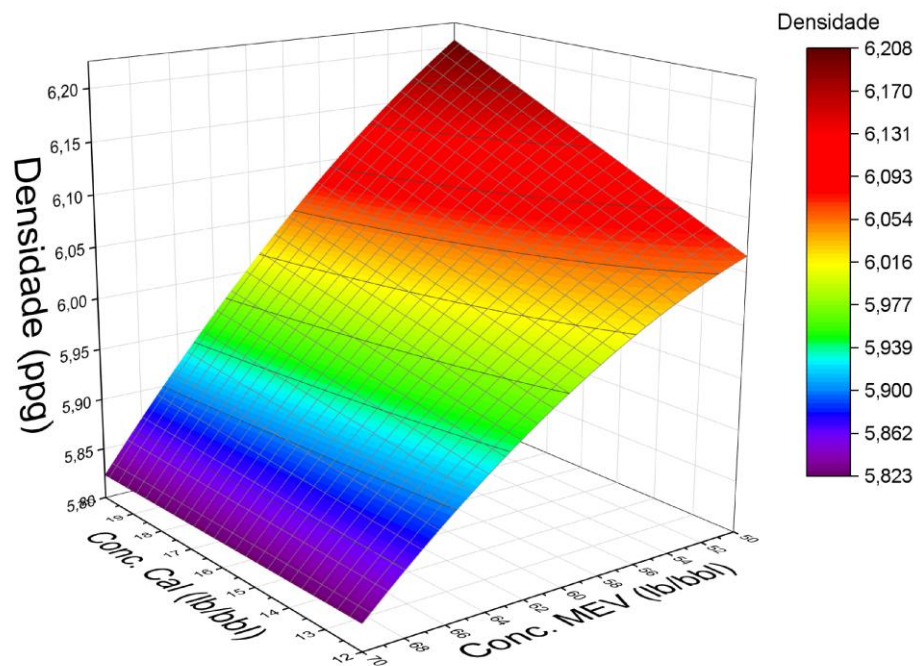
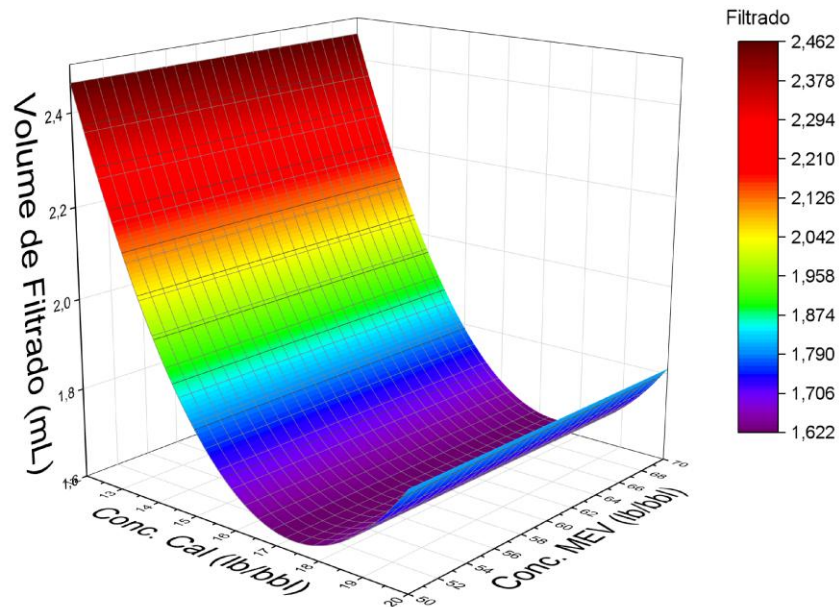


Figura 4-28 - Superfície de resposta planejamento composto central: Volume de filtrado.



A discussão final aborda a aplicabilidade prática. Um fluido de 6,2 ppg com controle de filtrado robusto permite perfurar zonas de reservatório com pressão de fratura extremamente baixa, comuns no Pré-sal. A incompressibilidade das MEV garante que o gradiente de pressão hidrostática seja constante ao longo de toda a coluna, reduzindo o risco de perda de circulação em comparação com fluidos aerados.

5 CONCLUSÕES

Esta pesquisa cumpriu integralmente o propósito de desenvolver e otimizar um fluido de perfuração sintético ultraleve para operações em águas ultra profundas. Ao re-tomar os objetivos estabelecidos, as seguintes conclusões podem ser delineadas:

O emprego do Planejamento Composto Central (PCC) permitiu identificar com precisão as concentrações ideais de Microesferas Ocas de Vidro (MEV), cal hidratada e viscosificantes. Foi possível alcançar uma densidade mínima tecnicamente viável de 6,2 ppg, garantindo a manutenção da pressão hidrostática dentro de janelas operacionais críticas. Os modelos matemáticos preditivos estabelecidos via Metodologia de Superfície de Resposta (MSR) apresentaram alta robustez estatística ($R^2 > 0,94$), provando-se ferramentas eficazes para simular parâmetros cruciais como a densidade e as leituras reológicas (de L3 a L600) sob condições HPHT.

O comportamento reológico das suspensões carregadas com MEV foi adequadamente descrito pelo modelo de Herschel-Buckley. A análise revelou que o incremento da fração de esferas rígidas potencia a tensão limite de escoamento (τ_y) e o índice de consistência (K), enquanto reduz o índice de comportamento de fluxo (n). Essa transição para um regime mais pseudoplástico é fundamental para a engenharia de perfuração, pois assegura uma elevada capacidade de transporte de cascalhos no espaço anular sem comprometer as perdas de carga durante a circulação.

A investigação mecânica sobre hipótese do controle de perda de fluido trouxe luz para o paradoxo identificado no uso de agentes de obturação tradicionais. A comparação entre o calcário e a cal hidratada demonstrou que a eficiência da vedação não depende apenas da concentração, mas da compatibilidade granulométrica.

Há hipótese que a sobreposição de tamanhos entre MEV e o calcário cria caminhos de fluxo preferenciais. Em contrapartida, Há hipótese de que a utilização de cal hidratada promove um empacotamento hierárquico, onde as partículas mais finas selam os interstícios da matriz de MEV, reduzindo o filtrado HPHT para valores inferiores a 4 mL. Este resultado reforça a hipótese de que a vedação em sistemas ultraleves é um fenômeno predominantemente mecânico-granulométrico.

Em suma, o fluido 100% sintético desenvolvido demonstrou integridade estrutural e estabilidade reológica sob condições severas. A incompressibilidade das microesferas HGS19K46 garante a estabilidade da pressão hidrostática em profundidade, mitigando riscos de *kicks* e perda de circulação em formações frágeis do Pré-sal.

REFERÊNCIAS

- 3M. **Microesferas de Vidro 3M**. Disponível em: https://www.3m.com.br/3M/pt_BR/p/c/materiais-avancados/microesferas-vidro/i/energia/petroleo-gas/perfuracao-e-cimentacao/. Acesso em: 20 out. 2024.
- ABDUO, M. I. et al. Comparative study of using Water-Based mud containing Multiwall Carbon Nanotubes versus Oil-Based mud in HPHT fields. **Egyptian Journal of Petroleum**, v. 25, n. 4, p. 459–464, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2015.10.008>
- ABDULLAH, A. H. et al. A comprehensive review of nanoparticles: effect on water-based drilling fluids and wellbore stability. **Chemosphere**, v. 308, p. 136274, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2022.136274>
- ABOULROUS, A. A. et al. Review of synthesis, characteristics and technical challenges of biodiesel based drilling fluids. **Journal of Cleaner Production**, v. 336, p. 130344, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.130344>
- ABU-JDAYIL, B.; GHANNAM, M. The modification of rheological properties of sodium bentonite-water dispersions with low viscosity CMC polymer effect. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects**, v. 36, n. 10, p. 1037–1048, 2014. <https://doi.org/10.1080/15567036.2010.551260>
- AKPAN, E. U. et al. Water-based drilling fluids for high-temperature applications and water-sensitive and dispersible shale formations. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 175, p. 1028–1038, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.002>
- AL-FALAH, H. A. F.; HAMEED, H. E. A. Preparing and improving the properties of sodium acrylate polymer by adding dentonite for the treatment of desertification phenomenon. **Al-Kitab Journal for Pure Sciences**, v. 3, p. 15–29, 2022. <https://doi.org/10.32441/kjps.03.01.p2>
- ALMUTAWA, W. et al. Investigation of magnetite-based invert emulsion mud at high pressure high temperature. **Arabian Journal of Geosciences**, v. 14, n. 18, p. 1-8, 2021. <https://doi.org/10.1007/s12517-021-08293-8>
- AMORIM, L. V. et al. **P&D em emulsões e fluidos de perfuração olefínicos e avaliação da sua contaminação por sólidos finos e evaporitos**: Relatório Técnico Parcial N° 07. Paraíba: Universidade Federal de Campina Grande, 2021.
- APOSTOLIDOU, C.; SARRIS, E.; GEORGAKOPOULOS, A. Dynamic thermal aging of water-based drilling fluids with different types of low-rank coals as environmental friendly shear thinning additives. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Greece, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109758>

ARAÚJO, J. M. A. **Química de Alimentos: Teoria e Prática**. 2. ed. Viçosa: UFV, 2001.

ATKINS, P.; JONES, L. **Princípios de Química**. 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2010.

AZAR, J. J.; SAMUEL, G. R. **Drilling Engineering**. Tulsa: PennWell Corporation, University of Tulsa, 1937.

BARAST, G. et al. Swelling properties of natural and modified bentonites by rheological description. **Applied Clay Science**, v. 142, p. 60–68, 2017.

<https://doi.org/10.1016/j.clay.2016.01.008>

BARBASSA, A. G. **Fato Relevante, Análise da Área de Tupi**. Petrobras, 2007. Disponível em: <http://siteempresas.bovespa.com.br/consbov/ArquivosExibe.asp?site=&protocolo=14078>. Acesso em: 11 out. 2024.

BASFAR, S. et al. A combined barite-ilmenite weighting material to prevent barite sag in water-based drilling fluid. **Materials**, v. 12, n. 12, p. 1945, 2019.

<https://doi.org/10.3390/ma12121945>

BELMEHDI, I. B.; MELLAK, A.; HAMMADI, L. Effects of poly-sal polymer and barite addition on rheological properties of algerian bentonite. **Epitoanyag**, n. 1, p. 2–8, 2021.

<https://doi.org/10.14382/epitoanyag-jsbcm.2021.1>

BINKS, B. P. **Modern Aspects of Emulsion Science**. UK: Department of Chemistry, University of Hull.

BOUGOUIN, A.; PANTET, A.; AHFIR, N. D. Quantifying the yield stress of bentonite muds mixed with other clays during drilling operations. **Applied Clay Science**, v. 228, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2022.106593>

BOYOU, N. V. et al. Experimental investigation of hole cleaning in directional drilling by using nano-enhanced water-based drilling fluids. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 176, p. 220–231, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.063>

BRIDGES, S.; ROBINSON, L. H. **A Practical Handbook for Drilling Fluids Processing**. [S.I.]: Gulf Professional Publishing, 2020. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821341-4.00011-7>

BURKE, C. J.; VEIL, J. A. Synthetic-Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses. **Oil & Gas Journal**, v. 27, p. 59-64, 1995.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Fluidos de perfuração e completção: composição e propriedades**. 6. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Chapter 1 - introduction to drilling fluids. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 7. ed. [S.l.]: Elsevier, 2017. p. 1–34. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804751-4.00001-8>

CAMPOS, L. F. A. **Composições de argilas bentoníticas para utilização em fluidos de perfuração de poços de petróleo**. Campina Grande, PB: Universidade Federal de Campina Grande, 2007.

CHEN, G.; TAO, D. An experimental study of stability of oil - water emulsion. **Fuel Processing Technology**, v. 86, p. 499-508, 2004. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2004.03.010>

CHEN, W. et al. Life cycle toxicity assessment on deep-brine well drilling. **Journal of Cleaner Production**, v. 112, p. 326–332, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.07.062>

CHENG, X. et al. Utilization of red mud, slag and waste drilling fluid for the synthesis of slag-red mud cementitious material. **Journal of Cleaner Production**, v. 238, p. 117902, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.117902>

CONN, L. et al. Unique micronized weight material delivers ultrathin NAF to optimize ERD drilling. In: **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. Anaheim, California, U.S.A, 2007.

DARDIR, M. M. et al. Improvement of the rheological properties of local bentonite clay using new blending polymers for water-based drilling fluids. **Egyptian Journal of Chemistry**, v. 59, n. 1, p. 59–78, 2016. <https://doi.org/10.21608/ejchem.2016.337>

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**. 5. ed. USA: Butterworth-Heinemann, 1988.

DAVOODI, S. et al. Thermally stable and salt-resistant synthetic polymers as drilling fluid additives for deployment in harsh sub-surface conditions: a review. **Journal of Molecular Liquids**, p. 121117, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2022.121117>

DAVOODI, S. et al. Modified-starch applications as fluid-loss reducers in water-based drilling fluids: A review of recent advances. **Journal of Cleaner Production**, 2024. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.140430>

DEVILLE, J. P. Drilling fluids. **Fluid Chemistry, Drilling and Completion**, p. 115–185, 2022. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822721-3.00010-1>

DOU, L. et al. Analysis of the world oil and gas exploration situation in 2021. **Petroleum Exploration and Development**, v. 49, n. 5, p. 1033–1044, 2022. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60343-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60343-4)

EPELLE, E. I.; GEROGIORGIS, D. I. A review of technological advances and open challenges for oil and gas drilling systems engineering. **AIChE Journal**, v. 66, 2020. <https://doi.org/10.1002/aic.16842>

ERDEY, L.; KOLTAI, A. **Encyclopedia of Analytical Chemistry**: Applications, Theory and Instrumentation. John Wiley & Sons, 2008.

ESFAHANIZADEH, L.; DABIR, B.; GOHARPEY, F. CFD modeling of the flow behavior around a PDC drill bit: effects of nano-enhanced drilling fluids on cutting transport and cooling efficiency. **Engineering Applications of Computational Fluid Mechanics**, v. 16, p. 977–994, 2022. <https://doi.org/10.1080/19942060.2022.2026821>

FELEKOGLU, B. Effects of PSD and surface morphology of micro-aggregates on admixture requirement and mechanical performance of micro-concrete. **Cement and Concrete Composites**, v. 29, n. 6, p. 481–489, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2006.12.008>

FERRAZ, A. I. **Manual de Engenharia dos Fluidos de Perfuração**. Houston, Texas: Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, Inc., 1977.

FINK, J. **Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids**. University of Leoben, Austria, 2020.

GAMAL, H. et al. The impact of weighting materials on carbonate pore system and rock characteristics. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, v. 100, n. 6, p. 1113–1125, 2022. <https://doi.org/10.1002/cjce.24092>

GHADERI, A.; DARGAZANY, R. **Modeling the burning of polymer matrix**: training collocation physics-informed neural network. Columbus: [s.n.], 2022. <https://doi.org/10.1115/IMECE2022-95456>

GRIM, R. E.; NÜVEN, N. **Bentonites**: Geology, Mineralogy, Properties and Uses. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.

HAMOODI, A.; RAHIMY, A. A.; KHALID, A. W. The effect of proper selection of drilling fluid on drilling operation in Janbour field. **American Scientific Research Journal for Engineering, Technology, and Sciences**, v. 39, p. 224–234, 2018.

HAO, S. Q. et al. Double protection drilling fluid: optimization for sandstone-like uranium formation. **Applied Clay Science**, v. 88–89, p. 233–238, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2013.11.036>

HARUNA, A. et al. Mitigating oil and gas pollutants for a sustainable environment – critical review and prospects. **Journal of Cleaner Production**, v. 416, p. 137863, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137863>

HEMPOONSERT, J.; TANSEL, B.; LAHA, S. Effect of temperature and pH on droplet aggregation and phase separation characteristics of flocs formed in oil–water emulsions after coagulation. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 353, n. 1, p. 37–42, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2009.10.016>

HERSCHEL, W. H.; BULKLEY, R. Konsistenzmessungen von Gummi Benzollösungen. **Kolloid-Zeitschrift**, v. 39, n. 4, p. 291–300, 1926. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/BF01432034>

HUANG, X. et al. Improvement of rheological properties of invert drilling fluids by enhancing interactions of water droplets using hydrogen bonding linker. **Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects**, v. 506, p. 467–475, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2016.07.011>

IBP. **Panorama geral do setor de petróleo e gás**: uma agenda para o futuro. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/>. Acesso em: 11 out. 2024.

ISO 3507. **Pyknometer**. Laboratory Glassware, 1999.

JAN, B. M. et al. Increasing production by maximizing underbalance during perforation using nontraditional lightweight completion fluid. **SPE Drilling & Completion**, v. 24, p. 326–333, 2009. <https://doi.org/10.2118/108423-PA>

JIA, X. M. et al. Field application of hollow glass microsphere low density drilling fluid. **Drilling Fluid & Completion Fluid**, v. 24, p. 97–100, 2007.

JUNIOR, P. et al. **A evolução dos preços do petróleo e seu impacto sobre a arrecadação de royalties no Brasil**. [S.l.], 2007.

KAREEM, P. A.; ALSAMMAK, E. G. The effect of some nanoparticles on multiple antibiotics resistant *Pseudomonas aeruginosa* isolates. **Al-Kitab Journal for Pure Sciences**, v. 3, p. 95–108, 2022. <https://doi.org/10.32441/kjps.03.01.p7>

KAZAMIAS, G.; ZORPAS, A. A. Drill cuttings waste management from oil & gas exploitation industries through end-of-waste criteria in the framework of circular economy strategy. **Journal of Cleaner Production**, v. 322, p. 129098, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129098>

KHODJA, M. et al. Shale problems and water-based drilling fluid optimisation in the Hassi Messaoud Algerian oil field. **Applied Clay Science**, v. 49, n. 4, p. 383–393, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2010.06.008>

KOK, M. V. The application of water-flood technology for different oil fields. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects**, v. 33, n. 5, p. 377–382, 2011. <https://doi.org/10.1080/15567030902937259>

KUMAR, R.; KUMAR, M. S.; MAHADEVAN, N. Multiple Emulsions: A Review. **International Journal of Recent Advances in Pharmaceutical Research**, 2012.

LAM, C.; JEFFERIS, S. A.; MARTIN, C. M. Effects of polymer and bentonite support fluids on concrete–sand interface shear strength. **Geotechnique**, v. 64, n. 1, p. 28–39, 2014. <https://doi.org/10.1680/geot.13.P.012>

LEUSHEVA, E.; ALIKHANOV, N.; MORENOV, V. Barite-free muds for drilling-in the formations with abnormally high pressure. **Fluids**, v. 7, n. 8, p. 268, 2022. <https://doi.org/10.3390/fluids7080268>

LEUSHEVA, E.; MORENOV, V.; MORADI, S. T. Effect of carbonate additives on dynamic filtration index of drilling mud. **International Journal of Engineering**, v. 33, p. 934–939, 2020. <https://doi.org/10.5829/ije.2020.33.05b.26>

LI, J. et al. A zwitterionic copolymer as fluid loss reducer for water-based drilling fluids in high temperature and high salinity conditions. **Geoenergy Science and Engineering**, v. 222, p. 111200, 2023. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111200>

LI, X. et al. Novel starch composite fluid loss additives and their applications in environmentally friendly water-based drilling fluids. **Energy & Fuels**, v. 35, p. 2506–2513, 2021. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c03258>

LI, Y. et al. Methane hydrate formation in the stacking of kaolinite particles with different surface contacts as nanoreactors: a molecular dynamics simulation study. **Applied Clay Science**, v. 186, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2020.105439>

LIU, J. et al. Water-based drilling fluid containing bentonite/poly (sodium 4-styrenesulfonate) composite for ultrahigh-temperature ultradeep drilling and its field performance. **SPE Journal**, v. 25, n. 3, p. 1193-1203, 2020. <https://doi.org/10.2118/199362-PA>

LIU, J. et al. Insights into the high temperature-induced failure mechanism of bentonite in drilling fluid. **Chemical Engineering Journal**, v. 445, p. 136680, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.136680>

LUCCHESI, C. F. Petróleo. **Estudos Avançados**, v. 19, n. 54, 2005. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/ea/a/RDLx4Hjt5zTdhQSSj8w3xk/>. Acesso em: 11 out. 2024.

LUMMUS, J. L.; AZAR, J. J. **Drilling fluids optimization: a practical field approach**. Tulsa: PennWell Publishing Company, 1986.

M-I. **Drilling Fluids Engineering Manual**. [S.l.], 2001.

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

MAHMOUD, H. et al. Settling behavior of fine cuttings in fiber-containing polyanionic fluids for drilling and hole cleaning application. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 199, p. 108337, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108337>

MAO, H. et al. Conceptual design and methodology for rheological control of water-based drilling fluids in ultra-high temperature and ultra-high pressure drilling applications. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 188, p. 106884, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106884>

MAO, H. et al. A critical review of the possible effects of physical and chemical properties of subcritical water on the performance of water-based drilling fluids designed for ultra-high temperature and ultra-high pressure drilling applications. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 187, p. 106795, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106795>

MARTÍN-ALFONSO, M. J. et al. Rheological characterization of sepiolite-vegetable oil suspensions at high pressures. **Applied Clay Science**, v. 212, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.clay.2021.106220>

MEDLEY, G. H.; MAURER, W. C.; GARKASI, A. Y. Use of hollow glass spheres for underbalanced drilling fluid. **SPE 30500**, p. 511–520, 1995. <https://doi.org/10.2118/30500-MS>

MEREY, S. Drilling of gas hydrate reservoirs. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 35, p. 1167–1179, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.09.058>

MEZGER, T. **A little course in rheology**. Stuttgart: Physica, 1998.

MINAKOV, A. V. et al. Systematic experimental investigation of filtration losses of drilling fluids containing silicon oxide nanoparticles. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 71, p. 102984, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102984>

MORENOV, V.; LEUSHEVA, E.; MARTEL, A. Investigation of the fractional composition effect of the carbonate weighting agents on the rheology of the clayless drilling mud. **International Journal of Engineering**, v. 31, n. 7, p. 1152-1158, 2018. <https://doi.org/10.5829/ije.2018.31.07a.21>

MOSHIRPANAHI, M.; GHAZANFARI, M. H. G. Numerical investigation of static and dynamic mud filtration considering compressibility of mud cake: comparison of darcian and non-darcian flow conditions. **Journal of Petroleum Research**, v. 29, p. 24–36, 2020.

MOVAHEDI, H.; JAMSHIDI, S.; HAJIPOUR, M. New insight into the filtration control of drilling fluids using a graphene-based nanocomposite under static and dynamic conditions. **ACS Sustainable Chemistry & Engineering**, v. 9, p. 12844–12857, 2021. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.1c03563>

NASCIMENTO, R. C. A. M. et al. 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.

NING, F. et al. Gas-hydrate formation, agglomeration and inhibition in oil-based drilling fluids for deep-water drilling. **Journal of Natural Gas Chemistry**, v. 19, n. 3, p. 234–240, 2010. [https://doi.org/10.1016/S1003-9953\(09\)60077-3](https://doi.org/10.1016/S1003-9953(09)60077-3)

NJUGUNA, J. et al. The fate of waste drilling fluids from oil & gas industry activities in the exploration and production operations. **Waste Management**, v. 139, p. 362–380, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2021.12.025>

OSTERGAARD, K. K. et al. Gas hydrates and offshore drilling - Predicting the hydrate free zone. In: HOLDER, G. D.; BISHNOI, P. R. (ed.). **Gas Hydrates: Challenges for the Future**. [S.l.]: [s.n.], 2000. p. 411–419. <https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2000.tb06795.x>

PAPATERRA, G. E. Z. **Pré-sal: Conceituação Geológica sobre uma Nova Fronteira Exploratória no Brasil**. 2010. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

PEREIRA, L. B. et al. Environmental impacts related to drilling fluid waste and treatment methods: a critical review. **Fuel**, v. 310, p. 122301, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122301>

PIQUET, R. et al. **Mar de riqueza, terras de contrastes: o petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: Mauad X: FAPERJ, 2011.

POSSA, M. V. Reologia no tratamento de minérios. In: LUZ, A. B.; SAMPAIO, J. A.; ALMEIDA, S. L. M. (ed.). **Tratamento de minérios**. Rio de Janeiro: CETEM/MCT, 2004. p. 535-568.

PRIME, R. B. et al. Riga, in Thermal Analysis of Polymers: Fundamentals and Applications. In: MENCZEL, J. D.; PRIME, R. B. (ed.). **Thermal Analysis of Polymers: Fundamentals and Applications**. Hoboken, NJ: Wiley, 2009. p. 241. <https://doi.org/10.1002/9780470423837.ch3>

RAHMAN, S. S.; CHILINGARIAN, G. V. **Casing Design: theory and practice**. [S.l.]: Elsevier, 1995. (v. 42).

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; TASSINARI, C. C. G. PRÉ-SAL: GEOLOGIA E EXPLORAÇÃO. **Revista USP**, São Paulo, nov. 2012.

RUIZ, M. S. S. **A study on well design and integrity for deepwater exploratory drilling in Brazilian Equatorial Margin**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Minas) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

SAADATKHAH, N. et al. Experimental methods in chemical engineering: Thermogravimetric analysis—TGA. **The Canadian Journal of Chemical Engineering**, v. 98, p. 34–43, 2020. <https://doi.org/10.1002/cjce.23673>

SANTOS, J. M. **Otimização do processo em batelada de descontaminação de cascalho de perfuração via aquecimento por micro-ondas**. 2018. 110 f. Tese (Doutorado em Engenharia Química) - Universidade Federal de Uberlândia, Minas Gerais, 2018.

SANTOS, L. L. et al. Desafios na perfuração de poços em águas ultraprofundas e a evolução dos fluidos de perfuração no Pré-sal. [S.l.], 2020.

SANTOS, M. B. Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração. **Bolsista de Valor: Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense**, 2012.

SEED. **Manual de Treinamento em Controle de Poço**. [S.l.], 2009. 150 p.

SERRA, A. C. S. **A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos**. 2003. 163 f. Tese (Doutorado em Geologia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

SHAIKH, S. M. R. et al. Influence of polyelectrolytes and other polymer complexes on the flocculation and rheological behaviors of clay minerals: a comprehensive review. **Separation and Purification Technology**, v. 187, p. 137–161, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2017.06.050>

SHAIKH, S. M. R. et al. Investigation of the effect of polyelectrolyte structure and type on the electrokinetics and flocculation behavior of bentonite dispersions. **Chemical Engineering Journal**, v. 311, p. 265–276, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2016.11.098>

SKOOG, D. A. et al. **Fundamentals of Analytical Chemistry**. [S.l.]: Cengage Learning, 2013.

SOUZA SANTOS, P. **Ciência e Tecnologia de Argilas**. São Paulo: Edgard Blücher, 1989. (v. 2).

SOUZA SANTOS, P. **Ciência e Tecnologia de Argilas**. São Paulo: Edgard Blücher, 1992. (v. 1).

STEFAN, P. Métodos de Ensaio de Argilas e Bentonitas para Fluidos de Perfuração. **Cerâmica**, v. 12, n. 266, p. 47-48, 1966.

TADROS, F. T. **Emulsions Formation, Stability, Industrial Applications**. Deutsche Nationalbibliothek, 2016. <https://doi.org/10.1515/9783110452242>

TAHR, Z.; MOHAMMED, A.; ALI, J. A. Surrogate models to predict initial shear stress of clay bentonite drilling fluids incorporated with polymer under various temperature conditions. **Arabian Journal of Geosciences**, v. 15, p. 1449, 2022.

<https://doi.org/10.1007/s12517-022-10720-3>

TAHR, Z.; MOHAMMED, A. S.; ALI, J. A. Efficient models to evaluate the effect of temperature on the water loss, filter cake, and yield stress of polymerized clay bentonite using in the oil well drilling operation. **Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Civil Engineering**, v. 47, p. 1089–1107, 2023.

<https://doi.org/10.1007/s40996-022-00972-0>

TESSARI, R. K. **Projeto ótimo de poços de petróleo baseado em confiabilidade**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2001.

VIDAL, E. L. F. **Avaliação da resistência térmica de fluidos de perfuração à base de óleo vegetal**. 2006. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

VRYZAS, Z.; KELESSIDIS, V. C. Nano-based drilling fluids: a review. **Energies**, v. 10, n. 4, p. 540, 2017. <https://doi.org/10.3390/en10040540>

VYAZOVKIN, S. et al. *Thermochimica Acta*, v. 520, p. 1, 2011.

<https://doi.org/10.1016/j.tca.2011.03.034>

WANG, L. Preparation and application of viscosifier for environmentally friendly oil-based drilling fluid. **Chemistry and Technology of Fuels and Oils**, v. 51, p. 539–544, 2015. <https://doi.org/10.1007/s10553-015-0637-2>

WILFRED, O. C.; AKINADE, A. E. Comparative study of basic properties of mud prepared with nigerian local clay and mud prepared with foreign clay: a case study of abbi clay deposit. **International Journal of Engineering and Technology**, v. 8, p. 61–71, 2016. <https://doi.org/10.56431/p-c8040f>

WU, J. Y. et al. Molecular simulation of water/alcohol mixtures' adsorption and diffusion in zeolite 4A membranes. **The Journal of Physical Chemistry B**, v. 113, n. 13, p. 4267–4274, 2009. <https://doi.org/10.1021/jp805923k>

YANAN, G. et al. An experiment on law of multiphase flow in wellbore during offshore unconventional well killing. **Acta Petrolei Sinica**, v. 40, p. 123, 2019.

YANG, S. et al. Research on nano inhibition and plugging potassium amine polysulfonate drilling fluid system to prevent wellbore instability in deep complex formations. **Petroleum Chemistry**, p. 1–19, 2022. <https://doi.org/10.1134/S0965544122100152>

YE, Y.; YAN, J. N. Lab tests and applications of the HGS low-density water-based drilling fluid. **Petroleum Drilling Techniques**, v. 34, p. 41–44, 2006.

YERGIN, D. **The Prize**: The Epic Quest for Oil, Money and Power. [S.l.]: Simon & Schuster, University of Michigan, 1991.

YIN, D. et al. Microencapsulation of hexadecane by surface-initiated atom transfer radical polymerization on a Pickering stabilizer. **New Journal of Chemistry**, v. 39, n. 1, p. 85–89, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1039/C4NJ01533A>

ZHAO, S. Y. et al. Rheological properties of oil-based drilling fluids at high temperature and high pressure. **Journal of Central South University of Technology**, v. 15, p. 457–461, 2008. <https://doi.org/10.1007/s11771-008-0399-7>

ZHONG, H. et al. Shale inhibitive properties of polyether diamine in water-based drilling fluid. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 78, n. 2, p. 510–515, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.06.003>

ZHONG, H. et al. Inhibition comparison between polyether diamine and quaternary ammonium salt as shale inhibitor in water-based drilling fluid. **Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects**, v. 35, n. 3, p. 218–225, 2013. <https://doi.org/10.1080/15567036.2011.606871>