

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA E DE
MATERIAIS**

GÉSSICA PALAORO DE MELLO

**AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DE ALTA PRESSÃO E TEMPERATURA
NA REOLOGIA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE OLEFINA**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2020

GÉSSICA PALAORO DE MELLO

**AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DE ALTA PRESSÃO E TEMPERATURA NA
REOLOGIA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE OLEFINA**

**Effects of High Pressure and Temperature on the Rheological Properties of Drilling
Fluids Based on Olefin**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Engenharia Térmica.

Orientador: Prof. Admilson Teixeira Franco, Dr.

Coorientador: Jonathan Felipe Galdino, MSc.

CURITIBA

2020



Esta licença permite o download e o compartilhamento da obra desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-la ou utilizá-la para fins comerciais.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Mello, Gêssica Palaoro de

Avaliação dos efeitos de alta pressão e temperatura na reologia de fluidos de perfuração à base olefina [recurso eletrônico] / Gêssica Palaoro de Mello. -- 2020.

1 arquivo texto (163 f.): PDF; 2,82 MB.

Modo de acesso: World Wide Web.

Título extraído da tela de título (visualizado em 07 out. 2020).

Texto em português com resumo em inglês.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais, Curitiba, 2020.

Bibliografia: f. 145-155.

1. Engenharia mecânica - Dissertações. 2. Engenharia do petróleo. 3. Reologia - Testes. 4. Escavação. 5. Hidrocarbonetos. I. Franco, Admilson Teixeira, orient. II. Galdino, Jonathan Felipe, coorient. III. Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais, inst. IV. Título.

CDD: Ed. 23 -- 620.1

Biblioteca Ecoville da UTFPR, Câmpus Curitiba
Bibliotecária: Lucia Ferreira Littiere - CRB 9/1271
Aluna de Biblioteconomia: Josiane Mangueira

TERMO DE APROVAÇÃO DE DISSERTAÇÃO Nº 391

A Dissertação de Mestrado intitulada: **AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DE ALTA PRESSÃO E TEMPERATURA NA REOLOGIA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE OLEFINA**, defendida em sessão pública pela candidata **Géssica Palaoro de Mello**, no dia 21 de agosto de 2020, foi julgada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia, área de concentração: Engenharia Térmica, linha de pesquisa: Mecânica dos Fluidos, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Admilson Teixeira Franco - Presidente - UTFPR

Prof. Dr. Cezar Otaviano Ribeiro Negrão - UTFPR

Dr. Diogo Elias da Vinha Andrade - UTFPR

Prof. Dr. Marcos Lúcio Corazza - UFPR

A via original deste documento encontra-se arquivada na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação após a entrega da versão corrigida do trabalho.

Curitiba, 21 de agosto de 2020.

AGRADECIMENTOS

Se eu pudesse definir os últimos dois anos em que estive envolvida nesse projeto em palavras-chave elas seriam: mudança, aprendizado, resiliência, amadurecimento, crescimento e gratidão. Minha vida deu uma volta de 360 graus nesses últimos anos. Troquei uma carreira estável na indústria para iniciar a minha jornada no meio acadêmico com a convicção que é isso que eu quero para a minha vida profissional: ser professora e pesquisadora!

Troquei o meu emprego, o meu salário e todos os benefícios por uma bolsa de estudos e um caminho cheio de incertezas e desafios. ‘Apanhei’ muito no começo, por vários conceitos terem caído na curva do esquecimento, por estar em um ambiente universitário bem diferente do qual eu realizei a minha graduação e por, enfim... Fui colocada em teste, me coloquei em teste, duvidei da minha inteligência, achei que não era capaz, tive vontade de desistir inúmeras vezes... Mesmo na corda bamba, segui em frente. Segui em frente, porque apesar de todas as dificuldades, eu sempre soube onde eu queria e quero chegar, segui por amor a educação e com uma ânsia enorme em ter a possibilidade de ensinar e contribuir com a ciência brasileira e com a humanidade de alguma maneira.

A caminhada foi árdua... Aprendi que a solução dos nossos problemas é muito mais simples do que os problemas que criamos para nós mesmos. Aprendi que eu não preciso provar nada para ninguém e que eu sou capaz de superar qualquer desafio se eu tiver foco, disciplina, planejamento, me respaldar sempre na ciência e não deixar me abalar pelos ‘barulhos’ dos lados, porque afinal, eles sempre vão existir. O sentimento de gratidão é enorme.

Agradeço à Deus pela vida, por guiar meus passos, por cada dia me mostrar que o Senhor é justo, fiel e jamais plantaria um sonho no meu coração que não fosse possível de ser realizado. Por sempre sentir a Sua presença nos momentos difíceis e por colocar no meu caminho pessoas maravilhosas que me mostram que o Senhor existe e está e se faz presente no meio de nós.

Agradeço aos meus pais que me apoiaram incondicionalmente na minha decisão de fazer mestrado, mesmo com todas as dificuldades financeiras e de saúde que enfrentamos nos últimos anos na nossa família. Vocês sempre estiveram ao meu lado fazendo o melhor para mim. Agradeço às minhas irmãs Giovanna e Karina por serem excelentes irmãs. Obrigada por sempre me ajudarem e por me proporcionarem vários momentos alegres. Obrigada à minha sobrinha Melissa que me ensina tanto com apenas um sorriso e é capaz de amenizar as minhas preocupações com seu jeito sapeca de ser. Família muito obrigada! Tudo isso, nunca foi só por mim e para mim, foi sempre por vocês e para vocês! Na esperança de proporcionar a vocês pa i

e mãe uma velhice mais tranquila, no almejo de ser um porto seguro para vocês minhas queridas irmãs e para a Melissa, como vocês sempre foram para mim.

Jamais poderia de deixar de agradecer a pessoa que me apresentou e me trouxe até a UTFPR. Bruno, a história do nosso relacionamento se confunde com a história do meu mestrado, afinal, eles começaram praticamente juntos. Você esteve do meu lado desde a iniciativa de enviar o e-mail para conhecer os professores, a escolha do orientador e até os momentos finais. Você foi minha âncora, meu porto seguro e meu maior incentivador. Você aguentou os dias difíceis, a vontade de desistir... aguentou, também, os dias de euforia, a empolgação porque o experimento tinha dado certo ou porque a célula de pressão finalmente havia chegado. Você leu vários artigos para entender melhor meu trabalho, nos momentos críticos você me falou o que eu não queria ouvir, mas o que eu precisava. Você embarcou no meu sonho e tornou ele seu também e agora ele é nosso! Vencemos a primeira etapa meu amor!

Agradeço imensamente ao meu caríssimo orientador professor Dr. Admilson Franco por ter me escolhido como sua orientanda, por ter confiado em mim para iniciar o projeto de reologia em alta pressão. Muito obrigada pela oportunidade e pela confiança! Obrigada por estar sempre com a porta aberta para mim nos momentos de dificuldade. Obrigada por me ensinar não somente a fazer ciência, mas também a ser um ser humano melhor. Eu cresci e amadureci muito com os seus ensinamentos professor. Eu tenho muito orgulho e me sinto honrada em ser sua aluna. Minha gratidão ao professor é imensurável.

Agradeço também ao meu coorientador Jonathan, por toda ajuda, apoio, ensinamentos e paciência comigo. Não tenho dúvidas que esse trabalho nos fez crescer muito, tanto intelectualmente como pessoalmente.

Sou grata também a todos membros do CERNN e em especial a duas pessoas que se tornaram minhas amigas para vida toda: Flávia Krugel e Amanda Legnani. Vocês são mulheres maravilhosas e incríveis. Muito obrigada pelo apoio incondicional, por estarem lá por mim, sem hesitar, quando eu mais precisei. Vocês me inspiraram e me tornaram uma mulher mais forte.

Meu muito obrigada ao Multilab LabReo-CERNN/UTFPR pela disponibilização dos equipamentos, materiais e pelo suporte para realização desse trabalho.

Agradeço também aos membros da banca avaliadora, pela disponibilidade em ler, avaliar e contribuir para esse trabalho: Prof. Marcos Lúcio Corazza, Prof. Cesar Negrão e Dr. Diogo Andrade.

Por fim, agradeço à CAPES pela bolsa de estudos e à PETROBRAS pelo apoio financeiro.

RESUMO

PALAORO, Gêssica de Mello. **Avaliação dos Efeitos de Alta Pressão e Temperatura na Reologia de Fluidos de Perfuração à Base Olefina**. 2020. 163 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica e de Materiais, Curitiba, 2020.

Determinar as propriedades reológicas do fluido de perfuração em função da pressão e temperatura é imprescindível para a perfuração de poços de petróleo em condições HPHT, pois a previsão bem-sucedida do sistema hidráulico de perfuração depende da representação precisa do comportamento reológico do fluido de perfuração. Este trabalho tem como objetivo avaliar os efeitos das altas temperaturas (até 125 °C) e altas pressões (até 800 bar) no comportamento reológico de fluido de perfuração a base de olefina. Os ensaios reométricos foram realizados no reômetro Anton Paar MCR 702 TD acoplado com o sistema de célula de pressão, com limite de pressão máxima de 1000 bar. Os ensaios consistiram na obtenção de curvas de escoamento, reinícios de escoamento por patamares de taxa de deformação e testes oscilatórios de varreduras de tensões. A estabilidade térmica do fluido de perfuração foi investigada através de testes de envelhecimento térmico realizados em estufa rotativa em 150 °C. Os resultados indicam que o fluido de perfuração testado é termoestável até a temperatura de 150 °C e que o histórico térmico que o fluido de perfuração foi submetido ocasiona reduções na viscosidade aparente e na tensão limite de escoamento do material. Na obtenção das curvas de escoamento a pressão atmosférica e em diferentes temperaturas, observou-se que o aumento da temperatura proporciona redução na viscosidade aparente e na tensão limite de escoamento dinâmica do fluido. Os resultados dos ensaios oscilatórios indicaram que tanto a temperatura como a pressão afetam o comportamento estrutural do fluido de perfuração, porém de maneiras opostas. O aumento da temperatura tende a diminuir os módulos de armazenamento e de dissipação do fluido, enquanto que o aumento da pressão tende a ampliá-los. Na análise das curvas de escoamento em condições HPHT, observou-se que os efeitos da pressão são dominantes em temperatura ambiente, contudo, quando o fluido é submetido a altas temperaturas, os efeitos da pressão só são significativos em pressões superiores a 270 bar. Com o auxílio de ferramentas estatísticas foi possível desenvolver um modelo polinomial representativo que relaciona a viscosidade aparente à pressão, temperatura e taxa de deformação.

Palavras-chave: Fluido de perfuração; olefina; reologia; HPHT; testes reométricos; estabilidade térmica.

ABSTRACT

PALAORO, G ssica de Mello. **Effects of High Pressure and Temperature on the Rheological Properties of Drilling Fluids Based on Olefin**. 2020. 163 f. Master's thesis – Postgraduate Program in Mechanical and Materials Engineering, Federal University of Technology – Paraná. Curitiba, 2020.

Determining the rheological properties of a drilling fluid as a function of pressure and temperature is essential for drilling oil wells under HPHT conditions, as well as the successful prediction of the hydraulic system depends on the precise representation of the drilling fluid rheology. This study aimed to evaluate the effects of high temperatures (up to 125 °C) and high pressures (up to 800 bar) on the rheological behavior of olefin-based drilling fluids based on olefin. Rheometric trials were performed on the Anton Paar MCR 702 TD rheometer attached with the pressure cell system, with a maximum pressure limit of 1000 bar. The experiments consisted of obtaining the flow curve, start-up from controlled shear rate and oscillatory stress sweeps tests. The thermal stability of the drilling fluid was investigated through thermal aging tests carried out in a rotating oven at 150 °C. The results indicated that the drilling fluid tested is thermostable up to a temperature of 150 °C and that the thermal history experienced by the drilling fluid has caused reductions in the apparent viscosity and yield stress. While obtaining the flow curves at atmospheric pressure and different temperatures, it was observed that the increase in temperature provided some reduction in the apparent viscosity and fluid's dynamic yield stress. The results of the oscillatory tests showed that both temperature and pressure affected structural behavior of the drilling fluid but in different ways. The increase in temperature tended to decrease the storage and dissipation modules, while the pressure tended to increase them. During the analysis of the flow curves in HPHT conditions, it was observed that the effects of pressure are dominant at room temperature, however, when the fluid subjected to high temperatures, the effects of pressure are only significant at pressures greater than 270 bar. With the help of statistical tools, it was possible to develop a representative polynomial model that related the apparent viscosity to pressure, temperature, and strain rate.

Keywords: Drilling Fluid; olefin; rheology; HPHT; rheometric tests; thermal stability.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Contexto.....	23
1.2	Descrição do Problema.....	24
1.3	Objetivo Geral.....	27
1.4	Estrutura do Trabalho.....	28
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	29
2.1	Fluidos de Perfuração.....	29
2.1.1	Funções do Fluido de Perfuração.....	29
2.1.2	Classificação dos Fluidos de Perfuração.....	30
2.1.3	Efeitos da Pressão e da Temperatura nos Fluidos de Perfuração.....	36
2.2	Conceitos e Classificação de Fluidos Não Newtonianos e Reologia.....	38
2.3	Modelos para Descrever a Dependência da Viscosidade em Função da Temperatura e Pressão.....	43
2.3.1	Modelos de Desvio de Arrhenius e WLF.....	44
2.3.2	Modelos de Andrade-Barus e WLF Barus.....	47
2.3.3	Funções $\eta(T,P)$ Incorporadas aos Modelos FNG.....	47
2.3.4	Modelo FMT.....	49
2.3.5	Modelo de Yasutomi.....	52
2.4	Síntese do Capítulo.....	54
3	REVISÃO DA LITERATURA	55
3.1	Contexto Histórico.....	55
3.2	Síntese do Capítulo.....	74
3.3	Objetivos Específicos.....	74
4	MATERIAIS E MÉTODOS	76
4.1	Fluido.....	76

4.1.1	Procedimento de Preparação do Fluido de Perfuração para os Ensaio Reológicos.....	77
4.2	Equipamentos.....	78
4.2.1	Estufa Rotativa.....	79
4.2.2	Reometria.....	81
4.2.3	Reometria em Condições de Alta Pressão e Alta Temperatura	83
4.3	Testes Experimentais	89
4.3.1	Avaliação da Estabilidade Térmica do Fluido de Perfuração na Temperatura Máxima dos Testes em Pressão Atmosférica no Reômetro.....	89
4.3.2	Envelhecimento Térmico	90
4.3.3	Ensaio Reológicos em Pressão Atmosférica	91
4.3.4	Ensaio Reológicos em Condições de Alta Pressão e Alta Temperatura	96
4.4	Síntese do Capítulo	100
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	102
5.1	Efeitos da Temperatura em Pressão Atmosférica	102
5.1.1	Curvas de Escoamento em Diferentes Temperaturas	102
5.1.2	Varreduras Oscilatórias de Amplitudes de Tensões Antes e Após Obtenção da Curva de Escoamento em Diferentes Temperaturas.....	106
5.1.3	Comparações e Diferenças entre o Fluido de Perfuração Novo (FPN) e o Fluido de Perfuração Envelhecido (FPE).....	110
5.1.4	Síntese dos Resultados das Comparações entre o FPN e o FPE.....	118
5.2	Efeitos da Pressão em Temperatura Atmosférica	122
5.2.1	Varreduras Oscilatórias de Amplitudes de Tensões em Diferentes Pressões e Temperatura Constante	122
5.3	Efeitos Combinados de Pressão e Temperatura e Correlações Experimentais	124
5.3.1	Curvas de Escoamento em HPHT	124

5.3.2	Modelagem da Dependência da Viscosidade em Função da Pressão, Temperatura e Taxa de Deformação	133
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	141
6.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	143
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	145
	APÊNDICE A – Anova das Curvas de Escoamento em Diferentes Temperaturas em Pressão Atmosférica	156
	APÊNDICE B – Resultados dos Ensaios de Reinício de Escoamento para as Taxas de Deformação de 1, 5, 10 e 50 s⁻¹	158
	APÊNDICE C – Anova dos Resultados em Condições HPHT	162
	APÊNDICE D – Curvas de Escoamento a Pressões Constantes e em Diferentes Temperaturas	163

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Classificação HPHT.	24
Figura 1.2 – Esquema do poço de perfuração e do caminho do fluido de perfuração no poço.	25
Figura 2.1 – Classificação dos fluidos de perfuração.	31
Figura 2.2 – Esquema simplificado dos tipos de emulsões e das micelas formadas: a) Emulsão e micela água/óleo; b) Emulsão inversa e micela óleo/água.	32
Figura 3.1 – a) Curva de Escoamento do SBM a diferentes pressões e 93 °C; b) Curva de Escoamento do SBM a diferentes temperaturas e 690 Bar.	64
Figura 4.1 – Estrutura química da olefina interna.	76
Figura 4.2 – Amostras de fluido A (2 minutos), B (5 minutos) e C (10 minutos) em provetas de 100 mL, logo após a homogeneização.	78
Figura 4.3 – a) Estufa Rotativa Roller Oven Fann®; b) célula de envelhecimento (500 mL) em aço inoxidável.	79
Figura 4.4 – Precipitação de cristais de cloreto de sódio da solução saturada de NaCl presente na composição do fluido de perfuração. a) e b) Fluido de perfuração juntamente com os cristais de cloreto de sódio formados dentro da célula de envelhecimento. c) Fluido de perfuração e cristais de cloreto de sódio. d) Cristais de cloreto de sódio separados do fluido de perfuração	80
Figura 4.5 – a) Reômetro Anton Paar MCR 702TD; b) Geometria de cilindros coaxiais jateados.	82
Figura 4.6 – Ilustração da geometria de cilindro coaxiais.	82
Figura 4.7 – Ilustração do dispositivo C-ETD 300/PR 1000.	83
Figura 4.8 – Célula de pressão e reômetro da Anton Paar.	84
Figura 4.9 – Cabeça de medição do reômetro e geometria de medição do reômetro acoplado com a célula de pressão da Anton Paar.	84
Figura 4.10 – Geometria de cilindros coaxiais perfilada.	85

Figura 4.11 – Torque em função da taxa de deformação na célula de pressão do reômetro Anton Paar.....	85
Figura 4.12 – Curva de escoamento do fluido de perfuração olefínico a 25 °C e pressão atmosférica obtidas no reômetro Anton Paar na configuração habitual e com o aparto da célula de pressão.....	86
Figura 4.13 – Curva de escoamento do fluido de perfuração olefínico a 70 °C e pressão atmosférica obtidas no reômetro Anton Paar na configuração habitual e com o aparto da célula de pressão.....	88
Figura 4.14 – Tensão de cisalhamento em função do tempo do teste para patamares de taxa de deformação de 100 s ⁻¹ na temperatura constante de 85 °C e pressão atmosférica.	89
Figura 4.15 – Protocolo 1 para obtenção das curvas de escoamento do FPN e do FPE em diferentes temperaturas.	93
Figura 4.16 – Protocolo 2 dos testes oscilatórios de varredura de tempo.....	94
Figura 4.17 – Módulo de Armazenamento e de Dissipação em função do tempo do FPN e FPE.	94
Figura 4.18 – Protocolo 3 dos ensaios de reinício de escoamento para as amostras de FPN e FPE.	95
Figura 4.19 – Protocolo 4 para obtenção das curvas de escoamento na temperatura de 25°C e diferentes pressões.	99
Figura 4.20 – Protocolo 5 para obtenção das curvas de escoamento em diferentes combinações de temperaturas e pressões.....	99
Figura 4.21 – Aparato de pressurização da célula de pressão do reômetro Anton Paar.	100
Figura 5.1– Curva de escoamento experimental e ajuste para o modelo de Herschel-Bulkley na faixa de temperatura de 4 a 85 °C para o fluido de perfuração olefínico.	102
Figura 5.2 – Parâmetros dos ajustes de Herschel-Bulkley em função da temperatura. As linhas tracejadas indicam a tendência dos parâmetros de HB em função do aumento de temperatura.	104
Figura 5.3 – Módulos dinâmicos em função da amplitude de deformação para os testes oscilatório de varredura de tensões de 0,1 a 100 Pa e frequência de 1 Hz, na temperatura e 25 °C, obtidos antes e depois da obtenção curva de escoamento nas temperaturas em: (a) 25 °C;	

(b) 55 °C e (c) 85 °C; (d) ângulo de fase antes e depois da obtenção curva de escoamento nas temperaturas em 25, 55 e 85 °C.....	106
Figura 5.4 – Esquema dos surfactantes entre as camadas de argilas organofílicas, bem como dispersa na emulsão.	108
Figura 5.5 – Representação do que possivelmente ocorre com os surfactantes presentes no fluido de perfuração ao ser submetido a elevadas temperaturas.....	110
Figura 5.6 – Curvas de Escoamento nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C do FPN e do FPE.	111
Figura 5.7 – Parâmetros dos ajustes de Herschel-Bulkley em função da temperatura para o FPE. As linhas tracejadas indicam a tendência dos parâmetros de HB em função do aumento de temperatura.	113
Figura 5.8 – Módulos dinâmicos em função da amplitude de tensão (a) e (c) e deformação e o ângulo de fase, (b) e (d) para os testes oscilatório de varredura de tensões de 0,1 a 100 Pa, frequência de 1 Hz e temperatura constante de 25 °C, para o FPN e FPE. As linhas descontínuas em vermelho (a) e em azul (c) indicam a tensão de cruzamento e as linhas contínuas em vermelho (b) e em azul (d) indicam a deformação de cruzamento indicam a tensão de cruzamento dos módulos dinâmicos do FPN e do FPE.	115
Figura 5.9 – Tensão de cisalhamento em função do tempo do teste (i) e da deformação (ii) para o FPN (a) e para o FPE (b) na taxa de deformação de 0,5 s ⁻¹ e temperatura constante de 25 °C. A linha rosa vertical em (a - ii) e (b - ii) serve como guia, indicando que a deformação crítica é constante.	116
Figura 5.10 – Tensões de pico em função das taxas de deformação de 0.5, 1, 5, 10 e 50 s ⁻¹ , para os quatro tempos de repouso (10 s, 10, 30 e 60 minutos) testados para o FPN e FPE na temperatura constante de 25 °C.	118
Figura 5.11 – Módulos de armazenamento em função da amplitude de deformação (a) e da tensão de cisalhamento (b) e (c) ângulo de fase para os testes oscilatório de varredura de tensões de 0,1 a 100 Pa e frequência de 1 Hz obtidos nas pressões atmosférica e de 70, 270, 550 e 800 bar na temperatura constante de 25 °C.	123
Figura 5.12 – Curvas de escoamento e experimental e ajuste para o modelo Bingham para: (a) 25 °C e pressões de 1, 70, 270, 550 e 800 bar; (b) 70 °C e pressões de 1, 70, 270, 550 e 800 bar; (c) 125 °C e pressões de 70, 270, 550 e 800 bar. As barras de erros em vermelho em (b) mostram o desvio padrão de três repetições dos ensaios realizados a 70 °C e 550 bar.	125

Figura 5.13 – Esboço de diferentes regimes possíveis de tensão de cisalhamento versus taxa de deformação para suspensões, plotados em escala log.	127
Figura 5.14 – Curvas de viscosidade experimental para: (a) 70 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (b) 270 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (c) 550 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (d) 800 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C.	128
Figura 5.15 – Curva de escoamento experimental a 25 °C e pressão atmosférica, obtida no reômetro em configuração habitual e: (a) ajuste modelo Newtoniano; (b) ajuste de Bingham; (c) Ajuste de Herschel-Bulkey para taxas de deformação mínima de 0,1, 3, 50 e 100 s ⁻¹ para cálculo dos parâmetros dos ajustes.	131
Figura 5.16 – Parâmetros dos ajustes de Bingham, sendo: (a) tensão limite de escoamento; (b) viscosidade plástica em função da pressão nas temperaturas de 25, 70 e 125 °C.	132
Figura 5.17 – Gráfico Residual resultante do ajuste do modelo de regressão linear – Equação (5.3).	138
Figura 5.18 – Curva de viscosidade aparente experimental e ajuste para o modelo da dependência da viscosidade com a temperatura, pressão e taxa de deformação para: (a) 70 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (b) 270 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (c) 550 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (d) 800 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C.	139

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Resumo das principais pesquisas em ordem cronológica de 1952 a 2018 sobre reologia de fluidos de perfuração em HPHT.	69
Tabela 4.1 – Composição química do fluido de perfuração olefínico FP1910A0.	76
Tabela 4.2 – Resultados dos volumes de formação de sobrenadante após: 1, 4, 10, 20 e 40 horas de repouso para as três amostras (A, B e C) homogeneizadas em diferentes tempos:	78
Tabela 4.3 – Temperatura, pressão e volume recomendados para testes de envelhecimento térmico na estufa Roller Oven. Adaptado do Manual High Temperatura aging cell – Fann Instrument Company (2014).	79
Tabela 4.4 – Especificações técnicas do reômetro Anton Paar MCR 702TD. Adaptado do Manual do Reômetro MCR 702TD – Anton Paar.	81
Tabela 4.5 – Tensões de cisalhamento obtidas a 25 °C e pressão atmosférica obtidas no reômetro Anton Paar na configuração habitual e com o aparato da célula de pressão.	87
Tabela 4.6 – Tensões de cisalhamento obtidas a 70 °C e pressão atmosférica obtidas no reômetro Anton Paar na configuração habitual e com o aparato da célula de pressão.	88
Tabela 4.7 – Taxas de aquecimento e resfriamento aplicadas nos ensaios para obtenção de curvas de escoamento em diferentes temperaturas.	92
Tabela 4.8 – Fatores e níveis dos parâmetros controlados (originais e codificados) do planejamento fatorial.	98
Tabela 4.9 – Matriz de planejamento dos experimentos reológicos.	98
Tabela 4.10 – Taxas de aquecimento e resfriamento aplicadas nos ensaios para obtenção de curvas de escoamento em diferentes temperaturas e pressões.	100
Tabela 5.1 – Parâmetros dos modelos de Bingham e Herschel-Bulkley em diferentes temperaturas.	103
Tabela 5.2 – Requisitos para fluidos de perfuração conforme norma Petrobras N-2604(1998).	111
Tabela 5.3 – Valores da viscosidade aparente do FPN e FPE nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C.	112
Tabela 5.4 – Viscosidades Plástica do FPN e FPE nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C.	112

Tabela 5.5 – Resumo dos resultados e comparações entre o FPN e o FPE.	120
Tabela 5.6 – Parâmetros dos modelos de Bingham e Herschel-Bulkley em diferentes pressões e temperaturas.	126
Tabela 5.7 – Resultados da calibração dos ajustes dos modelos Newtoniano, de Bingham e de Herschel-Bulkley utilizando diferentes taxas mínimas de deformação.	130
Tabela 5.8 – Análise de variância (ANOVA) para o modelo - Equação (5.2).	136
Tabela 5.9 – Análise de variância (ANOVA) para o modelo – Equação (5.3).	137

LISTA DE SÍMBOLOS

Letras Romanas

A	Constante empírica
A_1 [-]	Constante empírica do modelo de Yasutomi
A_2 [-]	Constante empírica do modelo de Yasutomi
a [-]	Coefficiente de sensibilidade da viscosidade
B	Constante empírica
B_1 [-]	Constante empírica do modelo de Yasutomi
B_2 [-]	Constante empírica do modelo de Yasutomi
c_1 [-]	Constante empírica do modelo WLF
c_2 [-]	Constante empírica do modelo WLF
c_1^{00} [-]	Constante empírica do modelo FMT
c_2^{00} [-]	Constante empírica do modelo FMT
E [kJ]	Energia de ativação
f [-]	Volume livre fracionário ou fração volumétrica
f_0 [-]	Volume livre fracionário ou fração volumétrica na temperatura de referência
f_{T0} [-]	Fração volumétrica de referência em função da pressão
G' [Pa]	Módulo de armazenamento
G'' [Pa]	Módulo de dissipação
k [Pa.s ⁿ]	Índice de consistência
k_0 [Pa.s ⁿ]	Índice de consistência de referência
$k_{0(T_0, P_0)}$ [Pa.s ⁿ]	Índice de consistência na temperatura e pressão de referência
k_e [-]	Taxa de pressão de variação do módulo de volume isotérmico na pressão de referência
k_ϕ [-]	Volume ocupado pelas moléculas
K [-]	Constante empírica
K^* [-]	Módulo do volume total na pressão zero
K_e^* [-]	Módulo do volume total na pressão diferencial zero e temperatura de referência
K_ϕ^* [-]	Módulo do volume ocupado na pressão diferencial zero e temperatura de referência
m [-]	Constante empírica de proporcionalidade do modelo FMT
n [-]	Índice de comportamento do escoamento
R [J/mol.K]	Constante universal dos gases
R^2 [-]	Coefficiente de correlação

T [°C]	Temperatura
T_0 [°C]	Temperatura de referência
T_g [°C]	Temperatura de transição vítrea
T_{s0} [°C]	Temperatura de referência na pressão atmosférica
T_{g0} [°C]	Temperatura de transição vítrea na pressão atmosférica
T_c [°C]	Temperatura crítica
P [bar]	Pressão
P_0 [bar]	Pressão de referência
V [m ³]	Volume total
V_ϕ [m ³]	Volume ocupado
V_f [m ³]	Volume livre

Letras Gregas

τ [Pa]	Tensão de cisalhamento
$\underline{\underline{\tau}}$ [Pa]	Tensor de tensão de cisalhamento
τ_0 [Pa]	Tensão limite de escoamento
$\tau_{0(T_0, P_0)}$ [Pa]	Tensão limite de escoamento na temperatura e pressão de referência
$\tau_{0(T, P)}$ [Pa]	Tensão limite de escoamento em determinada temperatura e pressão
τ_P [Pa]	Tensão de pico
τ_{CR} [Pa]	Tensão de cruzamento dos módulos dinâmicos
\mathcal{Y} [-]	Deformação de cisalhamento
$\underline{\underline{\dot{\mathcal{Y}}}}$ [s ⁻¹]	Tensor taxa de deformação
$\dot{\mathcal{Y}}$ [s ⁻¹]	Taxa de cisalhamento
\mathcal{Y}_P [-]	Deformação de pico
\mathcal{Y}_{CR} [-]	Deformação de cruzamento dos módulos dinâmicos
μ [Pa.s]	Viscosidade dinâmica do fluido newtoniano
μ_b [Pa.s]	Viscosidade plástica

μ_{b0} [Pa.s]	Viscosidade plástica de referência
$\mu_{b(T_0, P_0)}$ [Pa.s]	Viscosidade plástica na temperatura e pressão de referência
η [Pa.s]	Viscosidade aparente
η_0 [Pa.s]	Viscosidade de referência
η_{00} [Pa.s]	Viscosidade de referência na pressão atmosférica
β [-]	Coefficiente <i>piezoviscoso</i>
β [-]	Constante empírica do modelo WLF-Barus
β_0 [-]	Constante empírica do modelo WLF-Barus
β_1 [-]	Constante empírica do modelo WLF-Barus
α_f [°C ⁻¹]	Coefficiente de expansão térmica
α_f^* [°C ⁻¹]	Expansividade térmica do volume livre à pressão zero e temperatura de referência
α_ϕ^* [°C ⁻¹]	Expansividade térmica do volume ocupado a pressão diferencial zero
κ_f [m ² /N]	Compressibilidade do volume livre fracionário
κ_e [m ² /N]	Compressibilidade do volume total
κ_ϕ [m ² /N]	Compressibilidade do volume ocupado

LISTA DE SIGLAS

HPHT	<i>High Pressure, High Temperature</i>
HSE	<i>Health and Safety Executive</i>
BOP	<i>Blowout Preventer</i>
WBM	<i>Water-based-mud</i>
CNT	<i>Carbon Nanotubes</i>
OBM	<i>Oil-based-mud</i>
NADF	<i>Non-Aqueous Drilling Fluid</i>
NAF	<i>Non-Aqueous Fluids</i>
NPDES	<i>National Pollutant Discharge Elimination System</i>
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
SBM	<i>Synthetic-based-mud</i>
PAO	Poli-alfa Olefina
ECD	<i>Equivalent circulating density</i>
FNG	Fluido Newtoniano Generalizado
PL	<i>Power-law</i>
HB	Herschel-Bulkley
TLE	Tensão limite de escoamento
WLF	Williams-Landel-Ferry
FMT	Fillers-Moonan-Tschoegl
PEO	Polietileno tipo Óxido
SOIH	<i>Synthetic organic-inorganic hybrid</i>
CERNN	Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
FISPQ	Ficha de Informação de Segurança para Produtos Químicos

FPE	Fluido de Perfuração Envelhecido
FPN	Fluido de Perfuração Novo
XRD	<i>X-ray Powder Diffraction</i>
MEV	Microscopia Eletrônica de Varredura
API	<i>American Petroleum Institute</i>
PVT	Pressão, Volume e Temperatura
ANOVA	Análise de Variância
TG	Termogravimetria
DTA	Análise Térmica Diferencial
DSC	Calorimetria Exploratória Diferencial
DST	<i>Discontinuous shear-thickening</i>

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contexto

A alta dependência e consumo mundial de petróleo levou a indústria petrolífera a ultrapassar as fronteiras operacionais de exploração de reservatórios de hidrocarbonetos. À medida que as reservas convencionais foram se esgotando, surgiu a necessidade de exploração em áreas mais complexas em alto mar (*offshore*). Hoje, a exploração e produção de petróleo e gás reside em poços de águas profundas e ultra profundas, localizados em ambientes de alta pressão e alta temperatura, conhecidos como poços HPHT (*High-Pressure and, High-Temperature*).

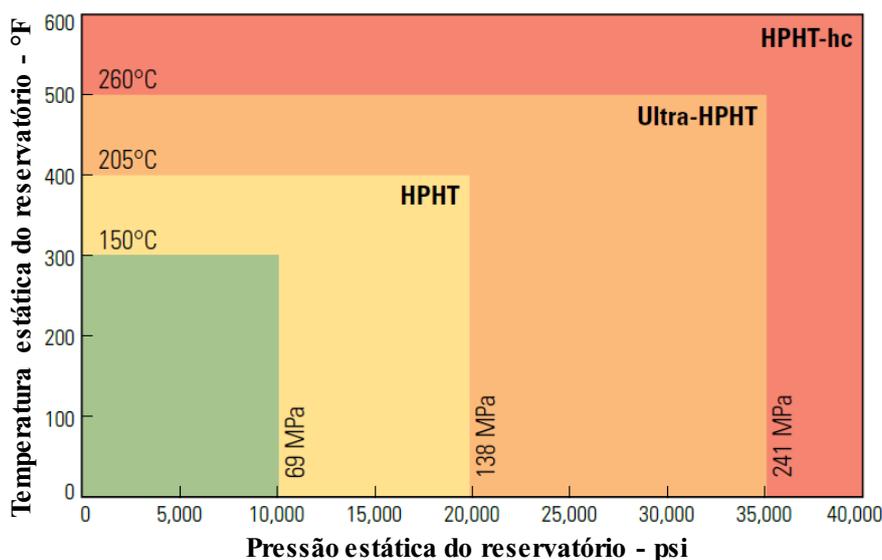
Apesar de representarem apenas 1% de todo o petróleo produzido no mundo, os poços HPHT tornaram-se comuns e sua exploração vem crescendo significativamente na última década. Em 2012, cerca de 1,5% dos mais de 100.000 poços perfurados no mundo, foram classificados como HPHT (Smithson, 2016).

Os poços HPHT estão localizados nos Estados Unidos (águas profundas do Golfo do México e poços terrestres), Mar da Noruega, Mar do Norte, Tailândia, Indonésia, Canadá, Califórnia, Venezuela, leste da Europa e em algumas regiões da Ásia e da África. No Brasil, a maior empresa petrolífera do país, PETROBRAS, prevê a ocorrência de zonas de alta pressão e temperatura em seus poços na região do pré-sal, nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo (Shadravan e Amani, 2012).

Segundo a definição do HSE (*Health and Safety Executive*), órgão de segurança britânico, em poço HPHT a temperatura de fundo não-perturbada é superior a 150 °C e o máximo gradiente da pressão de poros previsto para qualquer formação porosa excede 0,06 bar/m, ou a pressão de trabalho requerida para o equipamento de controle de poço (BOP) é superior a 690 bar (Shadravan e Amani, 2012).

Os poços de perfuração para extração de petróleo são classificados em quatro níveis, de acordo com a magnitude de pressão e de temperatura do reservatório, conforme apresenta a Figura 1.1. O nível zero classifica os poços como normais, nos quais a temperatura e pressão não ultrapassam 150 °C e 690 bar, respectivamente. O nível I classifica os poços como HPHT, abrangendo temperaturas de 150 a 205 °C e pressões de 690 a 1380 bar. No nível II estão os poços Ultra HPHT, com temperaturas entre 205 e 260 °C e pressão entre 1380 e 2410 bar. Já o nível III compreende os poços classificados como Extremo HPHT, com temperaturas acima de 260 °C e pressões acima de 2410 bar (Telesforo, 2017).

Figura 1.1 – Classificação HPHT.



Fonte: Adaptado de Smithson (2016).

Os poços HPHT têm algumas especificidades e por isso requerem atenção especial no planejamento e desenvolvimento de todas as etapas de operação. As condições de altas pressões e temperaturas dos poços HPHT desafiam os limites convencionais já existentes, necessitando de materiais que possam resistir as condições extremas por toda a vida produtiva do poço. Um dos maiores desafios tecnológicos é projetar fluidos de perfuração adequados para operações em condições HPHT, pois a previsão bem-sucedida do sistema hidráulico de perfuração depende crucialmente da representação precisa do comportamento reológico do fluido de perfuração (Zhou et al., 2015).

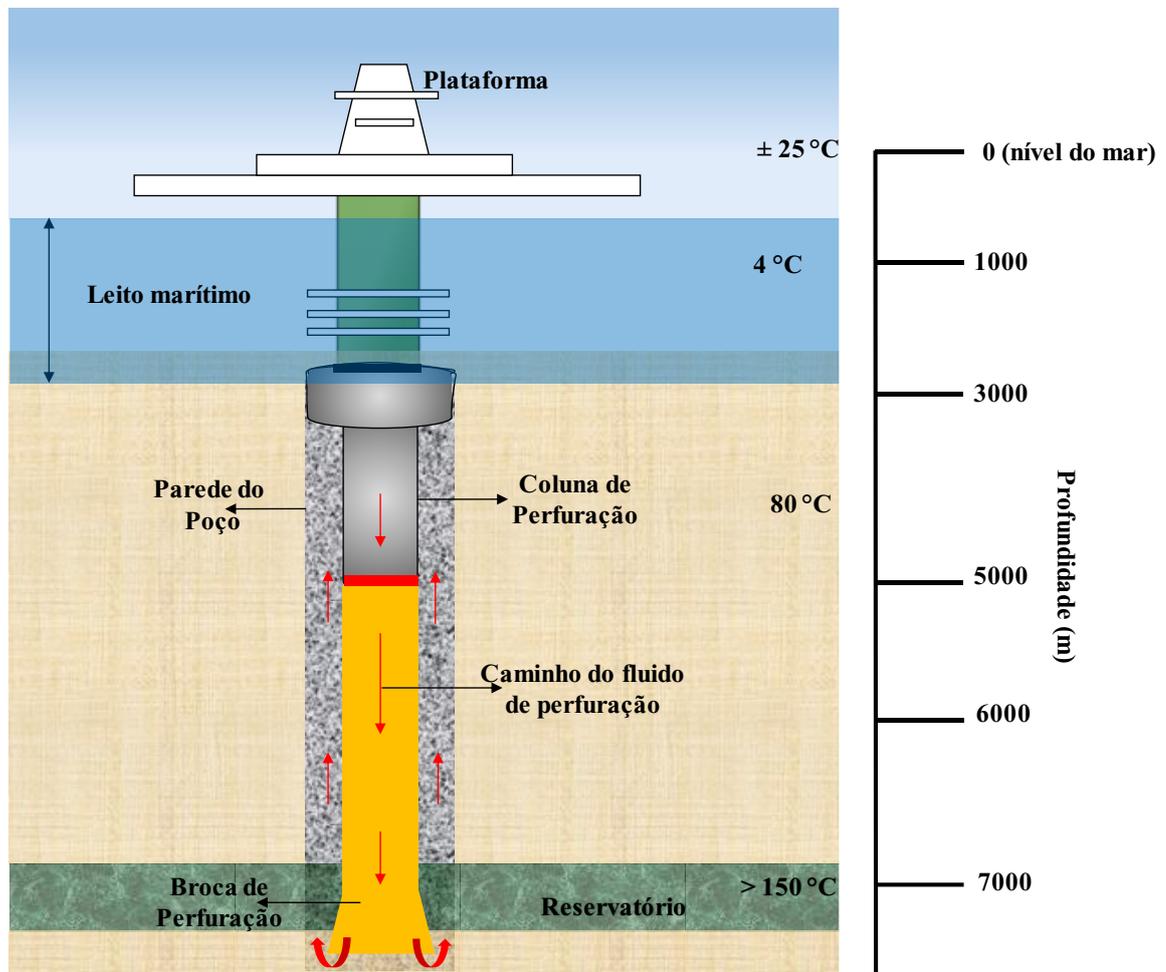
1.2 Descrição do Problema

A seleção adequada do fluido de perfuração desempenha papel fundamental no sucesso da operação de perfuração, pois durante o processo o fluido de perfuração experimenta significativas variações de pressão e temperatura. O caminho percorrido pelo fluido durante a perfuração é apresentado esquematicamente na Figura 1.2.

Na superfície do poço, o fluido de perfuração está em temperatura e pressão ambiente. À medida que o fluido entra na coluna de perfuração e é bombeado em direção ao fundo do poço, a pressão aumenta e a temperatura diminui até alcançar a região do leito marinho que se encontra na temperatura de aproximadamente 4 °C. Nesta região, a pressão pode ser superior a 200 bar. Já ao entrar na região de formação rochosa, a temperatura começa a aumentar e a pressão torna-se cada vez mais elevada. Na passagem pela broca, o fluido de perfuração

encontra a região de maior temperatura e pressão, retornando então em direção a superfície. A partir do fundo do mar, a pressão e a temperatura diminuem gradativamente até o fluido de perfuração retornar à superfície do poço.

Figura 1.2 – Esquema do poço de perfuração e do caminho do fluido de perfuração no poço.



Fonte: Adaptado de Caenn et al. (2017).

Grande parte dos problemas enfrentados durante a perfuração de poços está relacionada direta ou indiretamente com o fluido de perfuração (Mitchell e Miska, 2011). Fitzgerald e McCourt (2000) afirmam que dentre as muitas causas que geram perdas na perfuração de poços HPHT, a maioria tem relação direta com o fluido de perfuração. Portanto, verificar o comportamento reológico do fluido de perfuração em condições HPHT é fundamental para correta seleção do fluido - que sofre efeitos opostos com a temperatura e pressão. O acréscimo da pressão tende a aumentar a viscosidade do fluido, devido à compressibilidade, enquanto que a elevação da temperatura amplifica o movimento browniano das macromoléculas (partículas) dissolvidas na matriz fluida. Como consequência, há um decréscimo da interação molecular,

reduzindo assim a viscosidade. De forma geral, os efeitos da temperatura são maiores quando o fluido está submetido à pressões reduzidas, enquanto que os efeitos da pressão se tornam mais pronunciados quando submetidos a temperaturas mais baixas (Panaseti et al., 2018).

Um aspecto importante durante a perfuração é a manutenção da pressão de fundo do poço dentro da janela operacional. A janela operacional tende a reduzir conforme aumenta a profundidade do poço. Dessa forma, os poços HPHT tendem a apresentar janelas operacionais mais estreitas. A janela operacional define a máxima e a mínima pressão permissível no fundo do poço durante a perfuração (Mitchell e Miska, 2011). Caso a pressão de fundo do poço exceda um destes limites, *blowouts*¹ ou severas perdas de circulação podem ocorrer, resultando em graves problemas operacionais e de segurança (Shadravan e Amani, 2012). Os maiores riscos de perfurar poços HPHT estão relacionados às formações rochosas com pressões anormalmente elevadas. Logo, os poços devem ser perfurados com fluidos de perfuração de massa específica suficientemente alta para garantir margem segura acima da pressão de poro (Mitchell e Miska, 2011).

O controle de pressão no fundo do poço está diretamente relacionado com o fluido de perfuração. Durante a circulação, a pressão no fundo do poço pode ser considerada como a soma da pressão hidrostática, proporcional a massa específica do fluido, associada a perda de carga a ser vencida ao longo da região anular, que está relacionada com dissipação de energia que ocorre devido ao atrito, influenciada pela viscosidade do fluido de perfuração (Skalle, 2012). Tanto a viscosidade quanto a massa específica do fluido de perfuração são influenciadas diretamente pela pressão e temperatura. Portanto, conhecer os efeitos da pressão e da temperatura nas propriedades reológicas dos fluidos de perfuração é fundamental para a correta previsão da pressão dinâmica (Rommetveit e Bjorkevoll, 1997).

Outra função do fluido de perfuração é a remoção de cascalhos, cuja capacidade está essencialmente relacionada com o comportamento reológico do fluido, o qual deve apresentar capacidade de gelificar e desenvolver uma microestrutura ao longo do tempo para manter os cascalhos em suspensão durante os períodos de condições estáticas do processo de perfuração (Hermoso, 2014). No retorno da operação, o escoamento do fluido de perfuração deve ser reiniciado e o material deve apresentar comportamento predominantemente viscoso.

A temperatura e a pressão podem influenciar a capacidade de gelificação do fluido de perfuração, tendo em vista que, principalmente, as altas temperaturas podem modificar ou

¹ *Blowout* é um fluxo descontrolado de hidrocarbonetos, gás ou água saindo de um poço de petróleo devido a alguma falha no sistema de controle de pressão.

destruir as estruturas químicas dos componentes do fluido, proporcionando diminuição ou perda da capacidade de gelificação. Essa perda irá afetar diretamente o poder do fluido em manter os cascalhos em suspensão, bem como as pressões necessárias para o reinício do escoamento.

Há diversos tipos de fluidos de perfuração, os quais usualmente são agrupados de acordo com a base utilizada, podendo ser óleo, água ou gases. Os fluidos à base óleo têm vantagens bem definidas em condições HPHT quando comparados aos fluidos à base água, pois possuem maior termoestabilidade, podendo suportar temperaturas superiores a 150 °C, maior manutenção das propriedades reológicas e melhor controle de filtração por longos períodos de tempo (Ibeh, 2007).

Na literatura há diversos trabalhos referentes ao comportamento reológico de fluidos de perfuração em condições de alta pressão e temperatura, porém, há muitas questões ainda em aberto, pontos sem consenso e também se observa falta de precisão em determinados resultados. Cada fluido de perfuração é um sistema único, no qual os efeitos de pressão e temperatura podem ser diferentes. Por esse motivo, a indústria juntamente com os centros de pesquisas vem trabalhando no intuito de preencher as lacunas existentes entre a atual tecnologia disponível dos fluidos de perfuração e os requisitos exigidos para perfuração nas condições HPHT. Pesquisas vêm sendo realizadas investigando como os parâmetros reológicos, como viscosidade e tensão limite de escoamento, variam em função das altas pressões, temperaturas e até mesmo em relação a composição química do fluido de perfuração nessas condições (Hermoso, 2014).

A necessidade de quantificar as mudanças reológicas nos fluidos de perfuração ao longo do poço não pode ser subestimada. O quanto bem o fluido de perfuração é projetado e quanto completamente foi testado sob todas as condições possíveis que pode experimentar durante os ciclos de aquecimento e resfriamento, pressurização e despressurização e cisalhamento é fator decisivo para o sucesso ou não do processo de perfuração de poços HPHT (Shadravan e Amani, 2012).

1.3 Objetivo Geral

Devido à escassez de dados experimentais referentes ao comportamento reológico de fluidos de perfuração em condições de alta pressão e temperatura, bem como o entendimento e interpretação desses dados, o trabalho tem por objetivo a avaliação experimental do comportamento reológico de fluidos de perfuração a base óleo sob condições de altas temperaturas (até 125 °C) e pressões (até 800 bar) através de ensaios reométricos, analisando

os efeitos combinados e isolados de pressão e temperatura nas propriedades reológicas (viscosidade, tensão limite de escoamento, módulo de armazenamento e dissipação) do fluido de perfuração. Dessa forma, espera-se fornecer subsídios para adequada seleção e formulação do fluido de perfuração e para os cálculos do projeto hidráulico de perfuração de poços de petróleo em condições HPHT.

O fluido de perfuração selecionado para avaliação reológica é um fluido sintético de base olefínica, pois, no Brasil na produção *offshore*, os fluidos olefínicos são os mais utilizados por se enquadrarem nas novas normas ambientais brasileiras.

Os objetivos específicos da dissertação são traçados e detalhados ao final do Capítulo 3 (Seção 3.3), onde é apresentada a revisão bibliográfica necessária para execução e entendimento do trabalho.

1.4 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em seis capítulos, além das referências bibliográficas apresentadas ao final e os Apêndices. O primeiro capítulo apresenta a contextualização e descrição do problema estudado, bem como o objetivo geral da dissertação.

O segundo capítulo é dedicado a fundamentação teórica, no qual são apresentados conceitos básicos necessários para a compreensão da dissertação. No terceiro capítulo é feita a revisão bibliográfica de trabalhos encontrados na literatura a fim de fundamentar e justificar a importância da pesquisa, bem como os objetivos específicos do trabalho e os resultados obtidos. Além disso, o capítulo de revisão bibliográfica proporciona ao leitor melhor compreensão do trabalho.

O quarto capítulo apresenta os materiais e métodos utilizados, englobando o fluido utilizado, os equipamentos e a metodologia desenvolvida para os ensaios reológicos.

O capítulo cinco apresenta os resultados experimentais dos ensaios reométricos, avaliando os efeitos da temperatura, da pressão, do histórico térmico nas propriedades reológicas (viscosidade, tensão limite de escoamento, módulos dinâmicos) do fluido de perfuração olefínico.

Por fim, no sexto capítulo são descritas as considerações finais, apresentando as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados os conceitos fundamentais para o desenvolvimento do trabalho. Apresenta-se uma revisão sobre os fluidos de perfuração, os conceitos da mecânica dos fluidos não newtonianos e de reologia. Por fim, são apresentados os modelos matemáticos para descrever o comportamento reológico de fluidos em função da temperatura e pressão.

2.1 Fluidos de Perfuração

A definição de fluido de perfuração é expressa de diferentes maneiras, diferindo-se entre autores, mas, basicamente, são misturas complexas de líquidos, sólidos e, em alguns casos, gases, que podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo da composição química e do estado físico de seus componentes (Mitchell, 2006). Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração apresentam o comportamento de fluidos não newtonianos, ou seja, a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (Darley e Gray, 2013).

Os sistemas de fluido de perfuração são projetados e formulados para desempenhar eficientemente sob as condições esperadas do poço (Amorim, 2003). A seleção do fluido de perfuração é uma das etapas mais importante para o sucesso da perfuração dos poços de petróleo. O custo, o desempenho técnico e o impacto ambiental são os três principais fatores que determinam o tipo de fluido selecionado para a operação de perfuração, pois os constituintes do fluido devem respeitar as normas ambientais do país de uso e descarte.

Na perfuração de poços HPHT, o projetista do poço tem o desafio extra de formular fluidos de perfuração que mantenham todas as propriedades exigidas para operação em condições de alta pressão e temperatura, sem agredir o meio ambiente (Mitchell, 2006).

2.1.1 Funções do Fluido de Perfuração

De acordo com Darley e Gray (2013), os fluidos de perfuração possuem diversas funções e muitos requisitos são exigidos. Historicamente, o propósito inicial era ser o veículo de remoção dos cascalhos gerados durante a perfuração do poço, porém, atualmente, diversas funções são atribuídas ao fluido, de maneira a garantir que a perfuração seja rápida e segura. As características dos fluidos de perfuração variam de acordo com as condições as quais estão submetidos (Rogers, 1963).

De acordo com Mitchell e Miska (2011) e Caenn et al. (2017) as principais características e funções dos fluidos de perfuração são:

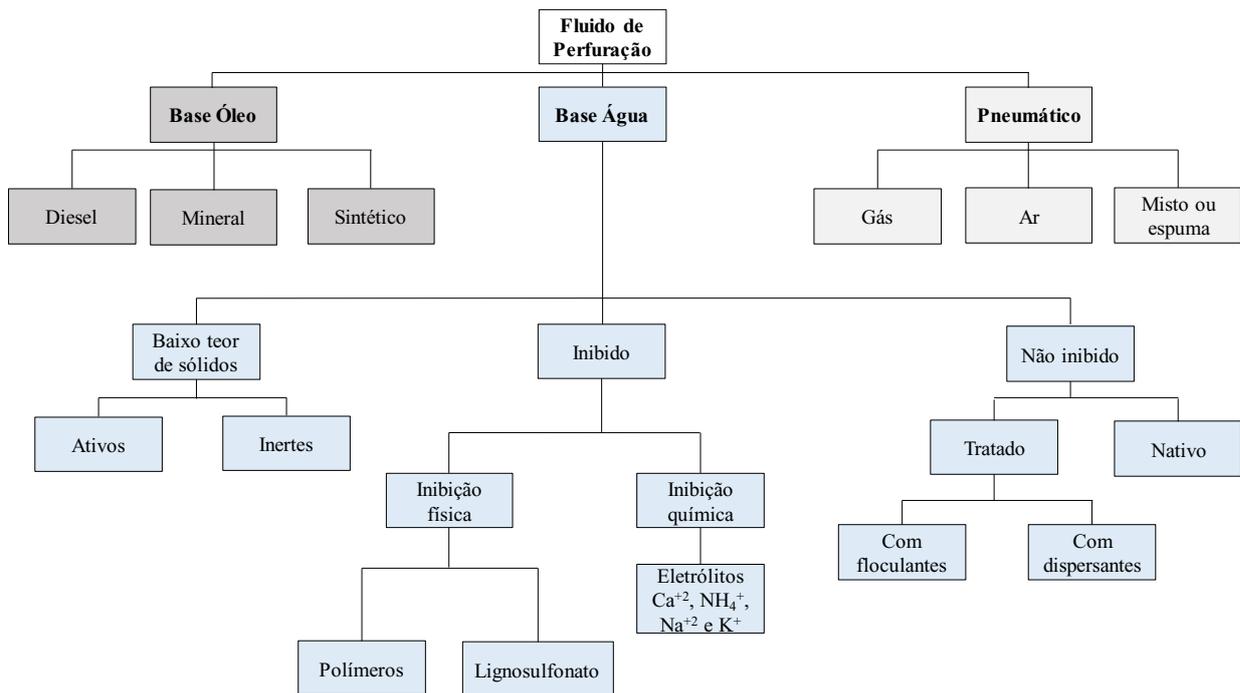
- Ser bombeável;
- Transportar os cascalhos gerados na broca, carregá-los pelo espaço anular e permitir a separação na superfície;
- Resfriar, lubrificar e limpar a broca rotativa e a coluna de perfuração;
- Manter a estabilidade do poço;
- Garantir adequada avaliação da formação geológica;
- Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço;
- Manter a estabilidade das seções não revestidas do poço;
- Prevenir a entrada de fluidos no reservatório (óleos, gás ou água) a partir das rochas permeáveis penetradas, bem como o controle de perda de fluido;
- Formar reboco fino e de baixa permeabilidade que sele os poros e outras aberturas nas formações penetradas pela broca;
- Auxiliar na coleta e na interpretação das informações disponíveis a partir dos cascalhos provenientes da perfuração;
- Controlar as pressões de formação;
- Controlar a corrosão;
- Minimizar os danos ao reservatório;
- Minimizar os impactos ambientais.

Visto a grande quantidade de funções do fluido de perfuração, é possível notar que, as atividades de perfuração só são possíveis devido à adequada formulação do fluido (Darley e Gray 2013).

2.1.2 Classificação dos Fluidos de Perfuração

Segundo Darley e Gray (2013), os fluidos de perfuração são classificados de acordo com a composição, utilizando como critério o constituinte principal da fase contínua, ou seja, o componente de maior relevância que forma a fase dispersante. Dessa maneira, podem ser classificados em fluidos à base de água, óleo, óleo sintético, gás ou ar. A Figura 2.1, apresenta a classificação com os subtipos listados a cada classes descritas por Chilingarain e Voranutr (1983) e Ibeh (2007). A natureza da fase dispersante e dispersa, assim como os componentes básicos e suas quantidades, definem o tipo de fluido, bem como suas características e propriedades.

Figura 2.1 – Classificação dos fluidos de perfuração.



Fonte: Adaptado de Chilingarian e Vorabutr (1983) e Ibeh (2007).

2.1.2.1 Fluido à base de água

Fluidos de perfuração à base de água, conhecidos como WBM (*water-based-mud*), são definidos de acordo com a natureza da água (doce, salgada, salmoura ou salmoura saturada) e os aditivos químicos utilizados na formulação. A água é o principal constituinte e tem como função promover o meio de dispersão para os materiais coloidais, como argilas e polímeros (Shiroma, 2012). Os coloides controlam a viscosidade, a tensão limite de escoamento estática e o volume do filtrado em valores adequados para garantir boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e a capacidade de estabilização das paredes do poço. A proporção entre os componentes e as interações que ocorrem alteram as propriedades físicas e químicas do fluido. Logo, a composição é fator determinante no controle das propriedades do fluido a base água (Ravi, 2011).

Os fluidos base água podem ainda ser subdivididos em quatro classes: em não inibidos, os quais não passam por tratamento químico; inibidos, em que há tratamento físico e/ou químico; fluidos com baixo teor de sólidos e fluidos emulsionados em óleo. Os dois últimos são utilizados em condições especiais, pois o fluido com baixo teor de sólidos tem como função aumentar a penetração da broca, reduzindo o custo da operação e fazendo com que a perfuração seja realizada com eficiência. Já os fluidos emulsionados em óleo têm o objetivo de evitar

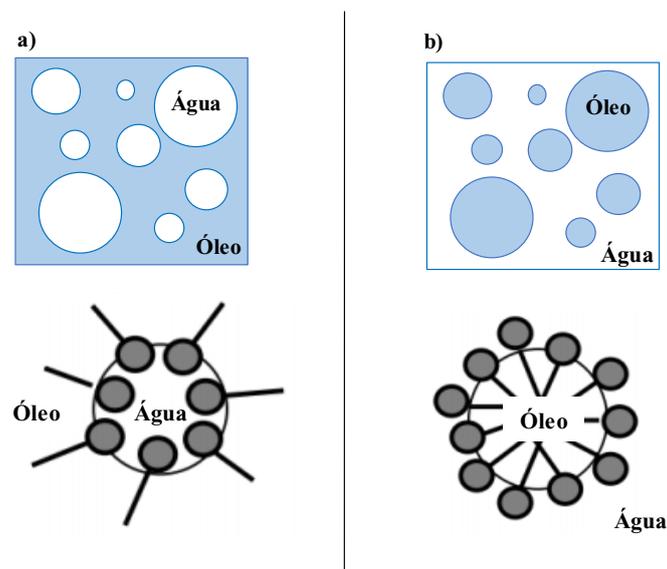
perdas de circulação em zonas que apresentem baixa pressão de poros ou fraturas, reduzindo assim, a densidade do sistema (Caenn et al., 2017).

Os fluidos à base de água são os mais utilizados nas operações de perfuração em todo o mundo. Contudo, em poços com condições HPHT, há algumas ressalvas a serem feitas, pois os WBMs não possuem boa estabilidade térmica² (Caenn et al., 2017).

2.1.2.2 Fluido à base óleo

Os fluidos de perfuração à base de óleo, conhecidos como OBM (*oil-based-mud*), possuem como fase contínua ou dispersante o óleo, podendo ser o óleo diesel, o óleo mineral e ou o óleo mineral de baixa toxicidade (Ravi, 2011). A fase descontínua é formada por pequenas gotículas de água ou solução aquosa. Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase dispersa. Os fluidos podem ser emulsões água/óleo (A/O), possuindo teor de água menor que 10%, na qual a fase aquosa encontra-se dispersa na fase apolar, ou emulsões invertidas óleo/água (O/A), onde a fase apolar encontra-se dispersa na fase aquosa e o teor de água varia entre 10 e 45% (Shiroma, 2012). A Figura 2.2 apresenta o esquema simplificado dos tipos de emulsões, bem como os tipos de micelas formadas para esses dois tipos de emulsão.

Figura 2.2 – Esquema simplificado dos tipos de emulsões e das micelas formadas: a) Emulsão e micela água/óleo; b) Emulsão inversa e micela óleo/água.



Fonte: Adaptado de Almeida (2014).

² Estabilidade térmica é definida como a propriedade dos materiais em resistir a mudanças de temperatura, sem alterar sua composição inicial.

Devido à fase contínua, os OBMs proporcionam desempenhos excelentes quanto à taxa de penetração, estabilidade do poço, alta lubrificidade, estabilidade térmica e tolerância ao sal.

De acordo com Ibeh (2007) as principais características dos fluidos OBM são:

- Apresentam elevado grau de inibição em relação as rochas ativas;
- Apresentam baixa taxa de corrosão;
- Exibem propriedades estáveis e controláveis de 160 a 206 °C por longos períodos;
- Contêm amplo intervalo de variação de densidade relativa de 0,89 a 2,4;
- Possuem baixa solubilidade nos sais inorgânicos;
- Apresentam alta lubrificidade;
- Controlam a perda de fluido;
- Exibem boa capacidade de transporte de cascalhos;
- Permitem a perfuração de formações com baixa pressão de poros.

Dentre as desvantagens do OBM podem se destacar:

- Exibem dificuldade em detectar *kicks*³, devido a solubilidade do gás no fluido base (Adamson et al., 1998);
- Manifestam expansão térmica maior que o WBM (Bland et al., 2006)
- Promovem remoção deficiente da torta do filtrado e possíveis riscos ambientais, como infiltração em aquíferos e contaminação (Shah et al., 2010);
- Apresentam riscos de incêndio devido ao baixo ponto de fulgor⁴ (Caenn et al., 2017).

Para poços de condições HPHT, Adamson et al. (1998) afirmam que a maioria dos fluidos OBM são mais estáveis em altas temperaturas, pelo menos até 230 °C, conforme testes reológicos laboratoriais de até 16 horas. No entanto, os OBMs apresentam algumas desvantagens significativas sob as condições da HPHT. A maior delas é a solubilidade do gás no fluido base, o que dificulta a detecção de *kicks*.

Os fluidos de base óleo são mais caros que os de base água e podem resultar em maiores impactos ambientais devido à baixa degradabilidade. Por serem prejudiciais ao meio ambiente quando descartados no mar, estão sujeitos a rigorosa restrição ambiental em relação a descarga e reciclagem. Contudo, o desempenho dos OBMs é superior aos WBMs, e a diferença no desempenho se acentua à medida que o poço se torna mais profundo (Caenn et al., 2017).

³ Kick é a invasão indesejada de fluidos da formação para o poço, a qual ocorre quando a pressão da coluna de fluido de perfuração ou de completação não é suficiente para conter o fluido na formação.

⁴ Ponto de fulgor é a menor temperatura na qual um combustível libera vapor em quantidades suficientes para formar mistura inflamável por uma fonte externa de calor.

2.1.2.3 Fluido à base óleo sintético

O fluido não aquoso original, chamado de OBM, tinha como base o óleo diesel, que contém compostos aromáticos tóxicos (Alexander, 1944; Caenn e Chillingar, 1996). Na década de 1980, novas regras e regulamentações ambientais foram implementadas, proibindo o uso de fluidos de perfuração baseados em petróleo em operações *offshore*, especificamente o óleo diesel (Caenn et al., 2017). Com o advento das regras e regulamentações ambientais da Lei da Água Limpa dos Estados Unidos, o uso de NADF (*Non-Aqueous Drilling-Fluid*) na perfuração *offshore* foi estritamente regulado, pois estudos revelaram que o conteúdo químico aromático em óleos diesel e minerais de baixa toxicidade eram altamente tóxicos para alguns organismos marinhos, além de perigoso para os trabalhadores dos campos petrolíferos (Caenn et al., 2017). Como resultado, várias diretrizes ambientais foram desenvolvidas com relação ao uso e descarte de fluidos de perfuração, especialmente o uso de NADFs.

Em 2001, a Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA, 1985) publicou no Registro Federal as Diretrizes de Limite de Efluentes para operações de perfuração *offshore*. As diretrizes foram incorporadas na permissão geral da *National Pollutant Discharge Elimination System* (NPDES) da EPA para perfuração *offshore*. A licença específica que, entre outras restrições, não haveria descarga de NADF no mar, e que para descartar o fluido de perfuração no mar, o óleo contido nos cascalhos deveria ser inferior a 8%. Além disso, o uso de óleo diesel e óleo mineral foi proibido. A indústria respondeu rapidamente a nova diretriz desenvolvendo os chamados óleos sintéticos como base para a nova classe de NADF denominado de fluido de base sintética – SBM (*synthetic-based-mud*) (ASME, 2005). Antes mesmo da nova diretriz, os SBMs já estavam sendo analisados por diversos grupos de pesquisa.

Os SBMs têm propriedades semelhantes aos OBMs, com exceção de que a fase contínua é constituída de fluido biodegradável de baixa toxicidade. Segundo Monaghan et al. (1976), os fluidos sintéticos proporcionam desempenho de perfuração excepcional, facilmente igualado aos OBMs, com menor emissão de compostos tóxicos, tornando-os importantes para aplicações em sondas *offshore*. Em contrapartida, os SBMs são mais caros e podem demandar maior volume de aditivos químicos para aumentar a estabilidade (Bennett, 1984).

As bases do SBMs são produzidas através de reações químicas utilizando os seguintes óleos como base:

- Parafina (alcanos): são hidrocarbonetos de cadeia aberta e têm ligações simples de carbono-hidrogênio e são lineares (normais), ramificadas (iso) ou cíclicas (anel) com ligações em cadeia de carbono de C10 a C22.

- Olefinas (alcenos): são hidrocarbonetos insaturados de cadeia aberta e têm ligações duplas carbono-hidrogênio. As alfa-olefinas possuem dupla ligação entre o carbono número 1 e número 2 e as olefinas internas possuem ligação dupla movida internamente e comprimentos de cadeia de carbono de C15 a C18. Devido a instauração da cadeia são instáveis e quimicamente reativas.
- Ésteres: são óleos vegetais modificados derivados, geralmente, da reação entre ácido graxo e álcool. O óleo de palma é amplamente utilizado para obtenção de ésteres.

Segundo Growcook et al. (1994) os fluidos sintéticos parecem ser mais biodegradáveis e mais dispersivos na água do mar do que óleos minerais. Além disso, a temperatura ambiente, são mais viscosos do que os OBMs e são menos sensíveis ao aumento da temperatura. As olefinas lineares apresentam maior estabilidade em altas temperaturas quando comparadas com fluido de perfuração com base a poli-alfa-olefina (PAO) (Caenn et al., 2017).

Em 2002, um SBM foi formulado com mistura de ésteres e tornou-se amplamente utilizado, especialmente em operações *offshore* onde as temperaturas variaram de 4 a 177 °C (Telesforo, 2017). O sistema formulado do SBM proporcionou viscosidade estável e propriedades reológicas lineares ao longo de variadas temperaturas (Candler e Friedheim, 2006). Ramos (2017) afirma que os SBMs são os mais indicados para perfurações em altas temperaturas, pressões e profundidades e ainda ressalta que as olefinas são preferencialmente aplicadas por apresentarem maior estabilidade a altas temperaturas quando comparado aos parafínicos.

Chipalavela (2013) enumera as seguintes vantagens no uso dos SBMs para perfuração de poços:

- Ajudam a maximizar a taxa de penetração;
- Aumentam a lubricidade em poços direcionais e horizontais;
- Minimizam os problemas de estabilidade, tais como os causados pelos xistos reativos;
- Desestruturam-se com a mínima pressão inicial;
- Possuem massa específica de circulação equivalente significativamente mais baixas (ECDs);
- Proporcionam redução da perda de fluido de perfuração durante as operações de: perfuração, colocação do revestimento e cimentação.

Para o desenvolvimento do presente trabalho será utilizado um fluido de perfuração a base de olefina, mais especificamente a olefina interna.

2.1.3 Efeitos da Pressão e da Temperatura nos Fluidos de Perfuração

As propriedades reológicas dos fluidos de perfuração sob as condições de fundo de poço de perfuração podem ser muito diferentes das medidas a pressões e temperaturas ambientes. Mesmo em temperaturas moderadas (90–110 °C), as características reológicas do fluido podem sofrer influência significativa e imprevisível, podendo apresentar aumento ou redução da viscosidade (Caenn et al., 2017).

O cenário de alta pressão e alta temperatura pode alterar o comportamento reológico dos fluidos de perfuração à base óleo e à base água de maneiras diferentes:

- i. Fisicamente: o aumento na temperatura diminui a viscosidade da fase líquida. O acréscimo da pressão eleva a massa específica da fase líquida, aumentando a viscosidade. No caso dos OBMs e SBMs espera-se que o efeito da pressão sobre as propriedades reológicas seja maior do que nos WBMs devido a maior compressibilidade da fase oleosa (Hermoso, 2014).
- ii. Quimicamente: em temperaturas acima de 94°C todos os hidróxidos reagem com os minerais argilosos, causando modificação da estrutura molecular das cadeias químicas dos constituintes do fluido. O efeito da temperatura em fluidos com baixa alcalinidade, como os tratados com lignosulfonato, não é significativo, exceto na medida em que a perda da alcalinidade diminui a eficácia do diluente. Contudo, em fluidos altamente alcalinos o efeito pode ser severo (Caenn et al., 2017). Fluidos tratados com cal de alta consistência podem formar aluminossilicatos hidratados, proporcionando ao fluido consistência de cimento a temperaturas acima de 150 °C (Gray et al., 1952).
- iii. Eletroquimicamente: o aumento da temperatura intensifica a atividade iônica de qualquer eletrólito, bem como a solubilidade de quaisquer sais parcialmente solúveis presentes no fluido de perfuração. As consequentes mudanças no equilíbrio de troca iônica e de base alteram o equilíbrio entre as forças atrativas e repulsivas interpartículas e, portanto, o grau de dispersão e de floculação. A magnitude do efeito dessas reações na reologia do fluido é mutável de acordo com a eletroquímica do fluido de perfuração (Caenn et al., 2017).

Devido ao grande número de variáveis envolvidas, o comportamento dos fluidos de perfuração em altas temperaturas, particularmente os WBMs, é ainda imprevisível. Pequenas diferenças na composição química do fluido podem causar diferenças consideráveis no comportamento reológico (Ibeh, 2007; Ravi, 2011; Hermoso, 2014; Oliveira, 2016; Telesforo, 2017). Muitos constituintes líquidos a base de água degradam-se lentamente a altas

temperaturas. Estudos apontam que o efeito da temperatura na maioria dos fluidos de perfuração é a tendência de formar géis progressivos sob condições estáticas, o que na prática aumenta a pressão necessária para o retorno do fluido à circulação, podendo trazer problemas como propagação de fraturas e até perda de circulação (Briscoe et al., 1994; Caenn et al., 2017). O problema pode ser minimizado pelo uso de dispersante termicamente estável como lignosulfonatos, lignitos e fosfatos.

Os polímeros podem ser usados na formulação do fluido de perfuração para diversas finalidades, como aumentar a viscosidade melhorando o carreamento de cascalhos e agir como defloculantes. Contudo, quando submetidos a altas temperaturas, os polímeros sofrem degradação devido à quebra das cadeias poliméricas ocasionada pelo aumento da temperatura. A energia térmica do meio se torna maior que a energia de ligação entre as cadeias, ocorrendo assim a formação de macro-radicaís que reduzem a massa molar (Caenn et al., 2017).

Polímeros naturais, como carboximetilcelulose e goma xantana sofrem degradação térmica com redução da massa molar por apresentarem ligações acetal⁵, passíveis de hidrólise via catálise ácida específica favorecida pelas altas temperatura. A quebra de ligação promove a redução da cadeia polimérica e do volume hidrodinâmico, com conseqüente redução da viscosidade (Briscoe et al., 1994; Belarmino, 2003; Câmara, 2016). Os polímeros vinílicos apresentam predominantemente ligações covalentes entre carbonos na cadeia principal, tornando a estrutura mais resistente termicamente, pois a temperatura de degradação térmica depende da energia das ligações químicas que constituem os polímeros. Se na composição do fluido há a presença de argila, como bentonita, à medida que os polímeros se degradam, as plaquetas de argila começam a desidratar, fazendo com que as plaquetas se aproximem uma das outras tão intimamente que as forças de atração dominam, resultando no estado de dispersão com contatos de ponta a ponta das plaquetas, levando a um estado de agregação e floculação (Chesser e Enright, 1980; Belarmino, 2003; Nascimento et al., 2013). Fluidos de perfuração à base de óleo se deterioram menos a altas temperaturas do que os à base de água, podendo suportar temperaturas mais elevadas, superiores a 200 °C. Entretanto, diferentemente dos WBMs, a viscosidade de OBMs é substancialmente influenciada pela pressão. Os efeitos da temperatura e da pressão em OBMs de emulsão inversa olefinicas são quase inteiramente físicos, e as alterações nas propriedades mecânicas podem ser explicadas em grande parte pelo

⁵ Acetal é toda molécula que apresenta o átomo de carbono ligado a dois átomos de oxigênio, por meio de ligações covalentes simples e que por sua vez estão presos a substituintes arila ou alquila. Podem ser produzidos pela reação entre um grupo carbonilo (aldeídos ou cetonas) e dois grupos hidroxilo (álcoois).

efeito da temperatura e da pressão na fase contínua, a qual normalmente é óleo (Caenn et al., 2017).

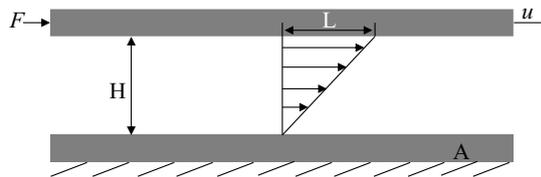
Observa-se que a magnitude dos efeitos de temperatura e pressão no comportamento reológico dos fluidos de perfuração dependem da composição particular do fluido. A alteração de apenas um componente pode modificar totalmente as suas características. Durante as operações de perfuração, o monitoramento das propriedades físicas e químicas do fluido de perfuração é crucial para a operação, pois, qualquer alteração pode afetar potencialmente a integridade do poço. Logo, é de extrema importância mensurar as possíveis mudanças que o fluido de perfuração pode sofrer, garantindo a segurança e o sucesso da operação.

2.2 Conceitos e Classificação de Fluidos Não Newtonianos e Reologia

A reologia é definida como a ciência que estuda a deformação e o escoamento da matéria devido à ação de tensões sob determinadas condições termodinâmicas ao longo do tempo (Brodkey, 1967; Morrison, 2001).

De maneira simples é possível demonstrar os conceitos básicos presentes na reologia. Considere um fluido entre duas placas paralelas de área A e separadas pela distância H , conforme Figura 2.3.

Figura 2.3 - Representação esquemática do escoamento de cisalhamento unidirecional.



Fonte: Adaptado de Chhabra e Richardson (2008).

Se a força F for aplicada na placa superior de modo a movimentar a placa na velocidade constante u e a placa inferior for mantida fixa, as seguintes grandezas podem ser definidas:

- i. Tensão de cisalhamento: força tangencial F por unidade de área A ;

$$\tau = \lim_{\delta A \rightarrow 0} \frac{\delta F}{\delta A} = \frac{dF}{dA} \quad (2.1)$$

- ii. Deformação: razão entre o deslocamento L e a distância H ;

$$\gamma = \lim_{\delta H \rightarrow 0} \frac{\delta L}{\delta H} = \frac{dL}{dH} \quad (2.2)$$

- iii. Taxa de deformação: derivada da deformação em relação ao tempo;

$$\dot{\gamma} = \lim_{\delta t \rightarrow 0} \frac{\delta \gamma}{\delta t} = \frac{d\gamma}{dt} \quad (2.3)$$

A partir da análise da relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento, os comportamentos reológicos dos materiais podem ser classificados em fluidos newtonianos e não newtonianos. Os fluidos newtonianos são caracterizados pela proporcionalidade linear entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação. Tal relação é conhecida como a *Lei da viscosidade de Newton* (Morrison, 2001). A equação constitutiva newtoniana para fluidos incompressíveis é apresentada na Equação (2.4):

$$\underline{\underline{\tau}} = \mu \underline{\underline{\dot{\gamma}}} \quad (2.4)$$

sendo $\underline{\underline{\tau}}$ o tensor de tensão de cisalhamento, $\underline{\underline{\dot{\gamma}}}$ é o tensor taxa de deformação e μ a viscosidade dinâmica.

A Equação (2.4) é válida para fluidos cuja a viscosidade é constante, não dependendo da carga aplicada. Já para fluidos não newtonianos, a viscosidade não é constante e depende da taxa de deformação. Para fluidos com viscosidade dependente somente da taxa de deformação, a equação constitutiva newtoniana generalizada apresentada pela Equação (2.5) pode ser aplicada:

$$\underline{\underline{\tau}} = \eta(\dot{\gamma}) \underline{\underline{\dot{\gamma}}} \quad (2.5)$$

no qual $\eta(\dot{\gamma})$ é a função escalar e $\dot{\gamma} = |\underline{\underline{\dot{\gamma}}}|$.

O modelo FNG é genérico, pois a forma funcional de $\eta(\dot{\gamma})$ não foi especificada. A partir do modelo FNG podem ser derivadas várias outras formulações para $\eta(\dot{\gamma})$ como as expressões dos modelos de Power-law (PL) – (em português denominado Lei de potência, contudo no presente trabalho o termo em inglês será utilizado por ser amplamente divulgado na área de estudo), Bingham e Herschel-Bulkley (HB). Estes modelos representam o comportamento de uma classe de fluidos não newtonianos com comportamento independente do tempo, inelásticos e puramente viscosos.

Tradicionalmente os fluidos não newtonianos são divididos em três grupos (Deshpande et al., 2010):

- I. Materiais cujas propriedades são independentes do tempo, os quais a tensão de cisalhamento depende apenas da taxa de deformação. São denominados pelos termos: fluidos newtonianos generalizados, puramente viscosos, independentes do tempo ou inelásticos;
- II. Materiais cujas propriedades são dependentes do tempo e reversíveis. A viscosidade depende do tempo e do histórico de cisalhamento. Podem ser subdivididos em: materiais tixotrópicos e reopéticos;
- III. Materiais cujas propriedades são dependentes do tempo e são irreversíveis, como por exemplo as pastas de cimento;
- IV. Materiais que apresentam comportamento combinado de fluido viscoso e de sólido elástico. O material sofre efeitos de recuperação e relaxação elástica em conjunto com a dissipação viscosa e são denominados de viscoelásticos.

Para os fluidos denominados puramente viscosos e independentes do tempo, o comportamento entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento pode ser dividida em três categorias (Deshpande et al., 2010):

- i. Fluidos pseudoplásticos;
- ii. Fluidos dilatantes;
- iii. Fluidos viscoplásticos.

O modelo Power-law ou de Ostwald-de Waele (1925), representando na Equação (2.6), é um dos mais tradicionais que representa tanto o comportamento pseudoplástico ($n < 1$), bem como dilatante ($n > 1$). O modelo descreve a viscosidade aparente como função proporcional a taxa de cisalhamento elevada a uma potência (Morrison, 2001), conforme apresenta a Equação (2.6):

$$\eta(\dot{\gamma}) = k\dot{\gamma}^{n-1} \quad (2.6)$$

sendo k o índice de consistência ($\text{Pa}\cdot\text{s}^n$), $\dot{\gamma}$ a taxa de deformação (s^{-1}), n o índice de comportamento do escoamento (adimensional) e η a viscosidade aparente ($\text{Pa}\cdot\text{s}$).

Os fluidos pseudoplásticos têm como característica o decréscimo reversível e isotérmico da viscosidade aparente com o aumento da taxa de deformação, sendo assim, o índice de comportamento do escoamento (n), é menor que 1. Os fluidos dilatantes apresentam o aumento reversível da viscosidade aparente, com o aumento da taxa de cisalhamento aplicada, assim o n é maior que 1 (Deshpande et al., 2010).

Os modelos de Bingham e Herschel-Bulkley são os mais tradicionais para representar o comportamento viscoplástico do material. O modelo de Bingham (1922), apresentado pela Equação (2.7), introduz a característica de plasticidade ao material a partir de determinada tensão mínima, denominada tensão limite de escoamento (TLE), τ_0 , abaixo da qual o fluido não escoa. Quando a tensão de cisalhamento é maior que a TLE, a relação entre tensão e taxa de deformação torna-se linear, como ocorre com os fluidos newtonianos (Tanner, 1999).

$$\eta(\dot{\gamma}) = \begin{cases} \infty & \text{se } |\tau| \leq \tau_0 \\ \mu_b + \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} & \text{se } |\tau| > \tau_0 \end{cases} \quad (2.7)$$

sendo $\tau \equiv |\underline{\underline{\tau}}|$ e μ_b a viscosidade plástica (Pa.s). A viscosidade plástica é a inclinação da curva de tensão de cisalhamento em altas taxas de deformação, sendo a medida da resistência interna do fluido ao escoamento resultante da interação dos sólidos presentes, μ_b é o indicativo mecânico do número, tipo e tamanho de partículas sólidas presentes na composição fluido (Hermoso, 2014).

A tensão limite de escoamento é classicamente definida como a tensão de cisalhamento mínima que deve ser aplicada ao fluido para iniciar o escoamento. Whittle e Dickinson (1998) definem duas tensões limite de escoamento distintas: a TLE estática e a TLE dinâmica. Segundo Whittle e Dickinson (1998) a TLE estática está relacionada com a tensão de transição na qual o material deixa de se comportar como sólido elástico e passa a se comportar como fluido viscoso. A transição de comportamento, geralmente ocorre dentro de uma variedade de tensões, nas quais o material exibe comportamento viscoelástico (Tanner, 1999). Além disso a TLE estática está relacionada à força da estrutura de rede em todo o volume do fluido, com a força por unidade de área necessária para quebrar a estrutura (Hermoso, 2014). Já a TLE dinâmica é definida como a tensão de transição entre os regimes de deformação viscoelástica e viscosa, e pode ser entendida como a mínima tensão necessária para manter o fluido escoando. A TLE dinâmica pode ser obtida a partir da obtenção da curva de escoamento, já a TLE estática pode ser adquirida através de testes que dimensionem a tensão com o material partindo do repouso, como testes de reinício de escoamento, varreduras oscilatórias de amplitude de tensões.

O modelo de Bingham geralmente não descreve as tensões de cisalhamento a baixas taxas de deformação, superestimando o valor da TLE dinâmica. Para corrigir o desvio, o modelo

de Herschel-Bulkley (1926) foi proposto. O modelo apresenta três parâmetros, conforme apresentado na Equação (2.8):

$$\eta(\dot{\gamma}) = \begin{cases} \infty & \text{se } |\tau| \leq \tau_0 \\ \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + k\dot{\gamma}^{(n-1)} & \text{se } |\tau| > \tau_0 \end{cases} \quad (2.8)$$

Há vários outros modelos disponíveis na literatura para representar a função $\eta(\dot{\gamma})$, podendo-se citar os modelos de Casson, Ellis, Sisko, Carreau, Robertson-Stiff, Cross e Meter. Esses modelos são menos populares e definidos por três ou mais parâmetros ajustáveis (Malkin, 2004; Ibeh, 2007; Barnes et al., 2011). Ressalta-se que todos esses modelos, descrevem o comportamento de fluidos independentes do tempo ou o comportamento de fluido dependentes do tempo mas em regime permanente. Em relação aos fluidos dependentes do tempo, estes podem ser divididos em tixotrópicos e reopéticos.

A tixotropia pode ser definida como o decréscimo contínuo da viscosidade com o tempo quando o material é submetido a taxa de deformação constante com recuperação total da viscosidade quando a solitação é retirada. O efeito de decréscimo da viscosidade deve ser completamente reversível quando o escoamento é interrompido para que o material seja classificado como tixotrópico (Mewis e Wagner, 2009). A atenuação na viscosidade está associada a mudança na estrutura molecular e/ou na mudança nas interações entre partículas do fluido.

Os fluidos reopéticos são aqueles cuja a viscosidade do fluido previamente em repouso aumenta com o tempo a taxa de deformação constante, retornando à viscosidade inicial quando a força cessa. Não é incomum que o mesmo fluido exiba tixotropia e reopexia sob combinações apropriadas de concentração e taxa de deformação (Carreau et al., 1997).

É importante salientar que um mesmo material pode apresentar todas as características enaltecidas nos parágrafos anteriores, exibindo simultaneamente características viscoplásticas, viscoelásticas e dependência com o tempo. Materiais que apresentam comportamentos viscoelástico e viscoplástico conjuntamente são denominados de elastoviscoplásticos. Os materiais elastoviscoplásticos apresentam características elásticas quando na condição estruturada e submetido a tensões menores que a TLE. Alguns outros materiais, como os fluidos de perfuração, apresentam propriedades elastoviscoplásticas e tixotrópicas, podendo ser nomeados como materiais ‘tixo-elasto-viscoplástico’, ou seja, se comportam majoritariamente como sólidos viscoelásticos quando estão na condição totalmente estruturada ou gelificada e

como fluidos viscosos quando submetidos a alto cisalhamento, suficiente para proporcionar a desestruturação do material. Além disso, apresentam decréscimo contínuo e reversível da viscosidade com o tempo quando submetido a taxas de deformação constante com recuperação total da viscosidade após a solicitação ser encerrada.

2.3 Modelos para Descrever a Dependência da Viscosidade em Função da Temperatura e Pressão

A viscosidade dos fluidos além de ser dependente de parâmetros como tensão de cisalhamento, taxa de cisalhamento e tempo, é altamente dependente da temperatura e da pressão. A maioria dos materiais tendem a diminuir a viscosidade à medida que a temperatura aumenta. A dependência é exponencial e pode ser substancial, até 10% de alteração por grau Celsius (Herman, 2007). Geralmente quanto maior a viscosidade, maior é a taxa de decréscimo. Por exemplo, enquanto a viscosidade da água diminui cerca de 3% por grau Celsius, a viscosidade dos óleos diminui cerca de 5% por grau Celsius (Barnes, 2000).

A pressão também exerce efeitos sobre a viscosidade, pois conforme a pressão se intensifica a viscosidade tende a aumentar, devido ao acréscimo das forças de atrito entre as moléculas. Em média, a viscosidade dobra quando a pressão é ampliada da pressão atmosférica para 1000 bar (Barnes, 2000).

Há uma profusão de equações disponíveis na literatura para descrever a dependência da viscosidade com a temperatura e a pressão. Algumas são equações empíricas que correlacionam os dados experimentais disponíveis dentro de determinadas condições de temperatura e pressão com vários parâmetros. Modelos empíricos são baseados na tendência dos dados e os parâmetros de ajuste não têm significado físico. Por outro lado, os modelos teóricos são essencialmente baseados em teorias moleculares, nos quais os parâmetros têm interpretação física.

Alguns modelos teóricos foram desenvolvidos a partir das propriedades, características e teorias moleculares dos polímeros e, portanto, podem não funcionar adequadamente para os demais materiais. A origem física e precisa da influência da temperatura e da pressão na viscosidade dos fluidos de perfuração ainda não é clara para a comunidade científica. Sabe-se que para fluidos não newtonianos, como é o caso dos fluidos de perfuração, as dependências da viscosidade com a temperatura e a pressão podem ser expressas como funções separadas da taxa de deformação (Osswald e Rudolph, 2015), conforme Equação (2.9):

$$\eta(T, P, \dot{\gamma}) = f(T)g(P)\eta(\dot{\gamma}) \quad (2.9)$$

onde as funções $f(T)$ e $g(P)$ são comumente escritas como funções exponenciais conforme apresentam as Equações (2.10) e (2.11):

$$f(T) = \exp[-a(T - T_0)] \quad (2.10)$$

sendo a o coeficiente de sensibilidade da viscosidade com a temperatura, T a temperatura na qual a viscosidade é desejada, e T_0 a temperatura de referência, na qual a viscosidade é conhecida.

$$g(P) = \exp[\beta(P - P_0)] \quad (2.11)$$

sendo β o coeficiente piezoviscoso, P a pressão na qual a viscosidade é desejada, e P_0 a pressão de referência, na qual a viscosidade é conhecida.

A Equação (2.11) é conhecida como o modelo de Barus (1893) que descreve a evolução da viscosidade isotérmica com a pressão. O coeficiente piezoviscoso (β) depende da temperatura e geralmente diminui à medida que a temperatura aumenta. O modelo proposto por Barus (1893) é apropriado para correlacionar a dependência da viscosidade com pressões relativamente baixas (até 400 bar) a moderadas (até aproximadamente 700 bar) (Hermoso et al., 2017). A principal limitação do modelo é a predição do aumento exponencial da viscosidade com a pressão, pois conforme relatado por Bridgman (1926) e Lamb (1978), até determinada pressão a viscosidade aumenta exponencialmente, mas ao ultrapassar essa pressão a viscosidade tende a estabilizar ou a aumentar de maneira mais lenta.

Na seção 2.3.1 são apresentados os modelos teóricos baseados nas teorias moleculares dos polímeros para dependência da viscosidade com a pressão e a temperatura. Destaca-se que tais modelos podem não descrever corretamente o comportamento da viscosidade dos fluidos de perfuração. Nas seções 2.3.2 e 2.3.3 são apresentados alguns modelos empíricos da viscosidade em função da pressão e da temperatura, válidos para todos os tipos de materiais. E por fim, nas seções 2.3.4 e 2.4.5 são mostrados alguns modelos teóricos, baseados na teoria do volume livre, os quais foram desenvolvidos para diferentes tipos de fluidos.

2.3.1 Modelos de Desvio de Arrhenius e WLF

Para materiais poliméricos as mudanças nas propriedades reológicas com a temperatura são consequências de vários efeitos; o efeito dominante é que os tempos de relaxamento

diminuem fortemente à medida que a temperatura aumenta. O segundo efeito é que os módulos associados a vários relaxamentos⁶ dos polímeros são proporcionais à temperatura absoluta (Morrison, 2001; Osswald e Rudolph, 2015).

Os modelos conhecidos como o desvio de Arrhenius ou Equação de Andrade (1930) e o modelo WLF (1955) podem ser usados para descrever a dependência da viscosidade com a temperatura, dependendo do polímero e da faixa de temperatura desejada (Morrison, 2001; Hermoso, 2014; Osswald e Rudolph, 2015).

A Equação (2.12) do modelo de Andrade (1930) é do tipo Arrhenius⁷ e descreve razoavelmente bem a dependência térmica em temperaturas próximas ao ponto de ebulição e longe da temperatura de transição vítrea⁸ (T_g) para polímeros semicristalinos (Morrison, 2001; Hermoso, 2014; Osswald e Rudolph, 2015). A Equação (2.12) também pode ser usada para descrever e ajustar a relação da viscosidade dinâmica com temperatura para fluidos newtonianos.

$$\eta(T) = \eta_0 \exp \left[\frac{\Delta E}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) \right] \quad (2.12)$$

sendo η_0 a viscosidade na temperatura de referência (T_0), R a constante universal dos gases, ΔE a energia de ativação. Para polímeros amorfos, o desvio de Arrhenius é válido somente para temperaturas $T > T_g + 100$ K.

Para temperaturas mais próximas da T_g e para polímeros amorfos, a dependência da viscosidade com a temperatura é melhor descrita pelo modelo WLF (Williams-Landel-Ferry) (Williams et al., 1955), apresentado na Equação (2.13):

$$\log \left(\frac{\eta}{\eta_0} \right) = \frac{-c_1 (T - T_0)}{c_2 + (T - T_0)} \quad (2.13)$$

sendo c_1 e c_2 constantes do modelo WLF, T_0 a temperatura de referência que deve ser igual a $T_g + 43$ K e η_0 a viscosidade de referência na temperatura T_0 .

O modelo WLF é particularmente válido para descrever a dependência da viscosidade a baixas temperaturas onde o comportamento não é característico do tipo Arrhenius. Além

⁶ As cadeias poliméricas relaxam, reduzindo a intensidade de ligação entre elas.

⁷ A equação do tipo de Arrhenius relaciona a velocidade de uma reação com a temperatura através da energia de ativação, que corresponde à quantidade mínima de energia necessária para iniciar uma reação química. A velocidade de reação aumenta (exponencialmente) com a temperatura.

⁸ Temperatura de transição vítrea é a temperatura em que ocorre a transição do estado vítreo, no qual as moléculas da fase amorfa não possuem mobilidade, para o estado em que as moléculas da fase amorfa passam a ter mobilidade.

disso, o modelo não é estritamente empírico, já que seus parâmetros têm interpretação física, baseado na teoria do volume livre.

A teoria do volume livre foi proposta por Doolittle (1951) que supôs que a variação na viscosidade dependesse dos tamanhos dos espaços vazios entre as moléculas do fluido. A soma total desses espaços vazios foi denominado de volume livre, sendo o volume não ocupado pelas moléculas do fluido (Hermoso, 2014). O volume livre, portanto, representa o espaço intermolecular disponível para o movimento molecular e é dependente da pressão e da temperatura, pois o volume livre tende a aumentar com a temperatura e, conseqüentemente o atrito intramolecular diminui, afetando a mobilidade das moléculas, resultando em redução da viscosidade (Hermoso, 2014; Osswald e Rudolph, 2015).

Doolittle (1951) propôs que a viscosidade dos fluidos pode ser expressa conforme a Equação (2.14):

$$\eta = A \exp B \left(\frac{V_\phi}{V_f} \right) = A \exp B \left(\frac{1}{f} - 1 \right) \quad (2.14)$$

sendo A e B constantes empíricas, V_ϕ o volume ocupado pelas moléculas do fluido e V_f o volume livre.

O volume total do fluido é expresso de acordo com a Equação (2.15):

$$V = V_f + V_\phi \quad (2.15)$$

sendo f o volume livre fracionário, expresso pela Equação (2.16):

$$f = \frac{V_\phi}{V} \quad (2.16)$$

Como mencionado nos parágrafos anteriores, o volume livre depende da temperatura e da pressão. Assim, se f e η representam, respectivamente, a fração do volume fracionário e a viscosidade em determinada temperatura e pressão, f_0 e η_0 representam o volume livre fracionário e a viscosidade na temperatura e pressão de referência. Logo, a viscosidade também pode ser expressa conforme a Equação (2.17):

$$\frac{\eta}{\eta_0} = \exp B \left(\frac{1}{f} - \frac{1}{f_0} \right) \quad (2.17)$$

sendo B uma constante empírica.

A Equação (2.17) mostra que a viscosidade é a função exponencial da diferença entre a fração do volume fracionário em determinada temperatura e na temperatura de referência (Hermoso, 2014).

2.3.2 Modelos de Andrade-Barus e WLF Barus

O desvio de Arrhenius e o modelo WLF foram desenvolvidos a partir de experimentos e análises com materiais poliméricos, e por isso, essas equações podem não descrever a dependência da viscosidade com a temperatura para outros materiais, como fluidos de perfuração. Hermoso (2014) define dois modelos de dependência da viscosidade-pressão-temperatura, combinando diferentes equações, como o modelo Andrade – Equação (2.12) com a equação de Barus (2.11) e modelo WLF – Equação (2.13), também com a equação de Barus (2.11), surgindo assim os modelos semiempíricos: Andrade-Barus e WLF-Barus conforme as Equações (2.18) e (2.19):

$$\eta(T, P) = \eta_0 \exp \left[\frac{\Delta E}{R} \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_0} \right) + \beta(P - P_0) \right] \quad (2.18)$$

$$\mu_b(T, P) = \mu_{b0} \exp \left[\left(- \frac{2,303c_1(T - T_0)}{c_2 + (T - T_0)} \right) (\beta(T)(P - P_0)) \right] \quad (2.19)$$

$$\beta(T) = \beta_0 + \beta_1(T - T_0)$$

sendo $\beta(T)$ o coeficiente piezoviscoso, que foi linearizado com a temperatura para generalizar o modelo usando dois parâmetros adimensionais e β_0 e β_1 .

2.3.3 Funções $\eta(T,P)$ Incorporadas aos Modelos FNG

Os modelos FNG descrevem a dependência da viscosidade com a taxa de deformação. Alguns pesquisadores sugerem incorporar os efeitos da temperatura, bem como da pressão nas equações dos modelos FNG (Osswald e Rudolph, 2015).

Pode-se incluir no modelo Power-Law, Equação (2.6), a dependência da viscosidade com a temperatura no índice de consistência (k), inserindo o fator de sensibilidade a conforme

Equação (2.10), bem como o fator de sensibilidade de pressão β , (Hermoso et al., 2012; Osswald e Rudolph, 2015; Hermoso et al., 2017).

; Osswald e Rudolph, 2015; Hermoso et al., 2017), conforme apresenta a Equação (2.20):

$$\eta(T, P, \dot{\gamma}) = k_0 \exp[-a(T - T_0)] \exp[\beta(P - P_0)] \dot{\gamma}^{(n-1)} \quad (2.20)$$

sendo k_0 o índice de consistência na temperatura de referência.

Os sinais opostos dos fatores de sensibilidade a e β refletem o efeito sobre a viscosidade, pois a viscosidade diminui com o decréscimo da temperatura e aumenta com a elevação da pressão (Osswald e Rudolph, 2015). Os termos da Equação (2.20) podem ser expressos como um fator de deslocamento de temperatura e de pressão, conforme Equações (2.21) e (2.22):

$$a_T = \frac{\eta(T)}{\eta_0(T_0)} = \exp[-a(T - T_0)] \quad (2.21)$$

$$a_P = \frac{\eta(P)}{\eta(P_0)} = \exp[\beta(P - P_0)] \quad (2.22)$$

É importante salientar que este modelo assume que o índice de comportamento do escoamento (n) não é dependente da pressão e da temperatura. Essa hipótese será analisada nos resultados apresentados no Capítulo 5.

Os modelos de Bingham - Equação (2.7) e H.B - Equação (2.8), também podem incluir a dependência da viscosidade com temperatura na viscosidade plástica μ_b e no índice de consistência (k) inserindo o fator de sensibilidade (a), bem como o coeficiente piezoviscoso (β) (Osswald e Rudolph, 2015), conforme as Equações (2.23) e (2.24). Contudo ainda não há função base para definir a dependência da TLE com a temperatura e a pressão. Diversos autores apresentam várias correlações empíricas para diferentes fluidos, porém, a TLE de cada fluido se comporta de maneira diferente. Alguns fluidos apresentam decaimento exponencial da TLE com o aumento da temperatura, mas, outros, no entanto, apresentam aumento da TLE com o acréscimo da temperatura.

$$\eta(T, P, \dot{\gamma}) = \frac{\tau_{0(T,P)}}{\dot{\gamma}} + \mu_{b(T_0, P_0)} \exp[-a(T - T_0)] \exp[\beta(P - P_0)] \quad (2.23)$$

$$\eta(T, P, \dot{\gamma}) = \frac{\tau_{0(T,P)}}{\dot{\gamma}} + k_{0(T_0, P_0)} \exp[-a(T - T_0)] \exp[\beta(P - P_0)] \dot{\gamma}^{(n-1)} \quad (2.24)$$

sendo $\tau_{0(T,P)}$ a tensão limite de escoamento na temperatura e pressão que deseja-se encontrar a viscosidade, $\mu_{b(T_0,P_0)}$ e $k_{0(T_0,P_0)}$ respectivamente a viscosidade plástica e o índice de consistência na temperatura e pressão de referência.

Todas as equações apresentadas são empíricas e correlacionam os dados experimentais disponíveis dentro de determinado intervalo de condições de temperatura e pressão empregando parâmetros sem exato significado físico, porém há modelos teóricos que são baseados em teorias moleculares e do volume livre cujos parâmetros possuem interpretação física (Hermoso, 2014), os mesmos serão apresentados nas próximas seções 2.3.4 e 2.3.5.

2.3.4 Modelo FMT

Em 1987, Fillers, Tschoegl e Moonan juntaram suas teorias desenvolvidas em 1977 e 1985 e desenvolveram o modelo FMT baseado em teorias moleculares (Equação 2.17), sendo extensão do modelo WLF – Equação (2.13). O modelo FMT tem como vantagem prever as mudanças das propriedades reológicas com base na evolução da temperatura-pressão e de algumas propriedades físicas, como expansividade e compressibilidade (Hermoso, 2014; Hermoso et al., 2017). Assim, os autores assumiram as relações apresentadas nas Equações (2.25), (2.26) e (2.27) para descrever o efeito das variáveis (pressão e temperatura) no volume livre:

$$f = f_0 + f_p(T) - f_{T_0}(P) \quad (2.25)$$

$$f_p(T) = \alpha_f(P)(T - T_0) \quad (2.26)$$

$$f_{T_0}(P) = \kappa_f(P - P_0) \quad (2.27)$$

sendo f a fração volumétrica do fluido na temperatura T , f_0 a mesma fração volumétrica f na temperatura T_0 , f_{T_0} a fração volumétrica do fluido na temperatura de referência em função da pressão P , α_f a expansividade térmica do volume livre fracionário das moléculas do fluido e κ_f a compressibilidade isotérmica do volume livre fracionário das moléculas do fluido.

A expressão para $f_{T_0}(P)$ é obtida assumindo que a compressibilidade do volume livre fracional das moléculas do fluido, κ_f , seja independente da pressão, e pode ser expressa como

a diferença entre o volume inteiro do fluido e o volume ocupado pelas moléculas do fluido, conforme Equação (2.28):

$$\kappa_f = \kappa_e - \kappa_\phi \quad (2.28)$$

sendo κ_e a compressibilidade de todo o volume do fluido e κ_ϕ a compressibilidade do volume ocupado pelas moléculas do fluido. A compressibilidade isotérmica do volume total, ocupado ou livre é definida de acordo com a Equação (2.29):

$$\kappa = \left[\frac{1}{K^* + KP} \right] \quad (2.29)$$

sendo K^* o módulo de compressibilidade do volume do fluido à pressão atmosférica e K é uma constante empírica que representa a variação do módulo de compressibilidade do volume do fluido com a pressão.

Ao integrar as Equações (2.25), (2.26) e (2.27) de P_0 a P , e substituindo na Equação (2.17) que representa a viscosidade em função de f e f_0 (Hermoso, 2014), chega-se a Equação FMT (2.30):

$$\log \left(\frac{\eta}{\eta_{00}} \right) = \log a_{TP} = - \frac{c_1^{00} [T - T_0 - \theta(P)]}{c_2^{00}(P) + [T - T_0 - \theta(P)]} \quad (2.30)$$

sendo η_{00} a viscosidade na temperatura de referência e pressão atmosférica e $\theta(P)$ expresso conforme a Equação (2.31):

$$\theta(P) = c_3(P) \ln \left(\frac{1 + c_4 P}{1 + c_4 P_{ref}} \right) - c_5(P) \ln \left(\frac{1 + c_6 P}{1 + c_6 P_{ref}} \right) \quad (2.31)$$

As constantes c_1^{00} , c_2^{00} , c_3 , c_4 , c_5 e c_6 são expressas conforme as Equações (2.32), (2.33), (2.34), (2.35), (2.36) e (2.37) respetivamente:

$$c_1^{00} = \frac{B}{2,203 f_0} \quad (2.32)$$

$$c_2(P) = \frac{f_0}{\alpha_f(P)} \quad (2.33)$$

$$c_3(P) = \frac{1}{k_e \alpha_f(P)} \quad (2.34)$$

$$c_4 = \frac{k_e}{K_e^*} \quad (2.35)$$

$$c_5(P) = k_\phi \alpha_f(P) \quad (2.36)$$

$$c_6 = \frac{k_\phi}{K_\phi^*} \quad (2.37)$$

E α_f é expressa segundo a Equação (2.38):

$$\alpha_f(P) = \alpha_e(P) - \alpha_\phi(P) = \alpha_f^* \left(1 - \frac{mP}{K_e^* + k_e P} \right) - m \alpha_\phi^* P \left(\frac{1}{K_e^* + k_e P} - \frac{1}{K_\phi^* + k_\phi P} \right) \quad (2.38)$$

sendo η_{00} a viscosidade na temperatura e pressão atmosférica; f_0 o volume livre fracionário das moléculas de fluido na temperatura de referência; B uma constante que geralmente é considerada como 1; $\alpha_f(P)$ a expansividade do volume livre das moléculas do fluido, considerada dependente da pressão e independente da temperatura; $\alpha_f^*(P)$ a expansividade do volume livre das moléculas do fluido à pressão zero e temperatura de referência; α_ϕ^* a expansividade do volume ocupado pelas moléculas do fluido a pressão diferencial zero, K_e^* e K_ϕ^* são os módulos de compressibilidade do volume total do fluido e do volume ocupado pelas moléculas do fluido, respectivamente, na pressão diferencial zero e temperatura de referência, m é constante de proporcionalidade; k_e a taxa de variação do módulo de compressibilidade isotérmico do volume total do fluido e k_ϕ a taxa de variação do módulo de compressibilidade isotérmico do volume ocupado pelas moléculas do fluido.

A partir dos dados reológicos, todos os parâmetros de FMT podem ser determinados considerando que o valor de B é 1, usando técnicas de regressão não linear para resolver a equação de FMT. No entanto, B pode ser determinado usando dados Pressão-Volume-Temperatura (PVT). Geralmente, o parâmetro m é assumido como sendo o mesmo valor para o volume ocupado ou inteiro (Hermoso, 2014). No entanto, esta suposição pode ser errônea quando dados de PVT são empregados, e diferentes valores de m , para o volume total do fluido e o volume ocupado pelas moléculas do fluido, são necessários, a fim de estimar a evolução da expansividade com a pressão adequada (Martin-Alfonso et al., 2007).

2.3.5 Modelo de Yasutomi

Yasutomi et al. (1984) sugeriram uma equação do tipo WLF para modelar o comportamento da viscosidade em função da temperatura e da pressão com base no conceito do volume livre. Os pesquisadores assumiram que o volume livre fracionário pode ser expresso por meio da temperatura de transição vítrea, conforme a Equação (2.39):

$$f_p(T) = f + \alpha_f(P)(T - T_g) \quad (2.39)$$

sendo f o volume livre fracionário, α_f o coeficiente de expansão térmica e T_g a temperatura de transição vítrea.

Sabe-se que a temperatura de transição vítrea aumenta com a pressão. Além disso, a dependência da T_g é influenciada de maneira diferente se a pressão for superior a 1000 bar. Assim, Yasutomi et al. (1984) propuseram uma equação WLF temperatura-pressão modificada que contabiliza as propriedades do material no estado vítreo, conforme Equação (2.40):

$$\log \eta(T, P) = \log \eta_0 - \frac{c_1(T - T_g(P))F(P)}{c_2 + (T - T_g(P))F(P)} \quad (2.40)$$

sendo $T_g(P)$ e $F(P)$ funções para descrever a dependência da temperatura de transição vítrea e da expansividade de volume livre com a pressão, conforme as Equações (2.41) e (2.42):

$$T_g(P) = T_{g0} + A_1 \ln(1 + A_2 P) \quad (2.41)$$

sendo T_{g0} a temperatura de transição vítrea na pressão atmosférica, A_1 e A_2 constantes do modelo. $F(P)$ é definido como:

$$F(P) = 1 - B_1 \ln(1 + B_2 P) \quad (2.42)$$

Sendo B_1 e B_2 constantes do modelo.

Sabe-se que óleos lubrificantes, minerais e outros fluidos não apresentam temperatura de transição vítrea, qual está associada unicamente com a fase amorfa dos polímeros e, portanto, é observada apenas em polímeros amorfos e semicristalinos (Osswald e Rudolph, 2015).

Para melhorar a aplicabilidade do modelo, Yasutomi et al. (1984) introduziram uma temperatura de referência $T_s(P)$, conforme a Equação (2.45):

$$T_s(P) = T_{s0} + A_1 \ln[1 + A_2(P - P_0)] \quad (2.45)$$

sendo T_{s0} determinada temperatura de referência na pressão atmosférica e P_0 a pressão de referência.

Bair et al. (2013) testaram para óleos, a equação proposta por Yasutomi et al. (1984), mas não obtiveram resultados satisfatórios, pois, a correlação original de $F(P)$ sofre com o aparecimento de um zero na função. Sendo assim, Bair et al. (2013) propuseram nova expressão para a expansividade de volume livre, conforme a Equação (2.46):

$$F(P) = 1 - B_1 (P - P_0)^{B_2} \quad (2.46)$$

Hermoso et al. (2017) utilizaram o modelo de Yasutomi para descrever a evolução da viscosidade de fluidos de perfuração base óleo em função da pressão e da temperatura. Os autores observaram que o modelo de Yasutomi foi ajustado razoavelmente bem aos dados experimentais, obtendo coeficientes de correlação superiores a 0,9850 para diferentes amostras de fluidos de perfuração.

Ao longo da seção 2.3 foram apresentados os modelos teóricos e empíricos que descrevem o comportamento da viscosidade em função da pressão e da temperatura. Como já mencionando, alguns modelos podem não descrever corretamente o comportamento da viscosidade dos fluidos de perfuração. Outro destaque importante é que alguns modelos exigem

dados PVT, valor de energia de ativação do material e por esse motivo os modelos de Andrade-Barus, FMT e Yasutomi, não serão testados no presente trabalho.

2.4 Síntese do Capítulo

No Capítulo 2 foram apresentados os principais conceitos necessários para a compreensão do trabalho. Primeiramente, introduziu-se a definição e classificação dos fluidos de perfuração, enaltecendo as principais funções e tipos de fluidos (WBM, OBM, SBM) utilizados nas operações de perfuração, bem como suas principais características, diferenças, aplicações e alterações que podem ocorrer quando submetidos a elevadas pressões e temperaturas. Em sequência, conceitos básicos de reologia e mecânica dos fluidos não newtonianos foram apresentados. Como os fluidos de perfuração são fluidos não newtonianos, com características reológicas complexas e dependentes da taxa de deformação, temperatura e pressão, foram discutidos os principais modelos que descrevem essa dependência.

É importante ressaltar que fluidos de perfuração são tixotrópicos. Os modelos que foram encontrados na literatura para descrever a dependência da viscosidade em função da temperatura e da pressão negligenciam a tixotropia que os fluidos podem apresentar. Assim, observa-se que há uma grande lacuna na literatura, pois ainda não foi verificado como as condições HPHT influenciam o comportamento tixotrópico dos materiais.

3 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica contendo os principais trabalhos existentes na literatura sobre reologia de fluidos de perfuração em alta pressão e alta temperatura.

É feita uma perspectiva histórica até a atualidade das principais pesquisas publicadas sobre reologia em condições HPHT.

3.1 Contexto Histórico

O efeito de altas temperaturas nos poços de petróleo tornou-se evidente no final dos anos de 1930 e início de 1940, quando os defloculantes do tipo fosfato e polifosfato sofreram degradação térmica na faixa de temperatura entre 65 a 93 °C, tornando-se ineficazes quando a temperatura do poço excedia essa faixa (Ali, 1990). A partir desse acontecimento, a comunidade científica e a indústria petrolífera perceberam a necessidade de iniciar pesquisas para compreender o efeito da temperatura nas propriedades reológicas, químicas e físicas dos fluidos de perfuração.

Gray et al. (1952) publicaram o primeiro trabalho sobre os efeitos da temperatura nos fluidos de perfuração. Os autores investigaram e descobriram que em temperaturas acima de 150 °C o WBM tratado com cal sofre gelificação severa ou solidificação. Os autores concluíram que a pressão não afeta significativamente a viscosidade do fluido quando submetido a alta temperatura e que o acréscimo da temperatura tende a diminuir a alcalinidade do fluido.

Mais tarde, Srinivasan et al. (1958) estudaram o efeito da temperatura em WBM nas temperaturas de 25, 50, 70 e 80 °C e concluíram que a viscosidade diminuiu com o acréscimo da temperatura. Os autores também verificaram o efeito da temperatura na relação entre a viscosidade do fluido de perfuração e a água e observaram que esta razão aumentou com o acréscimo da temperatura.

Combs e Whitmire (1960) publicaram o primeiro estudo sobre o efeito combinado de altas temperaturas e pressões na reologia de fluidos de perfuração à base de óleo diesel formulados com argilas organofílicas. Os autores descobriram que a mudança na viscosidade da fase contínua do fluido de perfuração foi o principal fator no controle da variação da viscosidade do fluido com a pressão e a temperatura, pois houve diminuição no grau de emulsificação da fase contínua (emulsão óleo-água) em temperaturas acima de 120 °C.

Hiller (1963) investigou o efeito das altas temperaturas e pressões na viscosidade plástica e TLE dinâmica de suspensões de bentonita sódica e cálcica e de fluidos de perfuração

base óleo, utilizando um dos primeiros reômetros com célula de pressão, a qual operava até 160 °C e pressões até 700 bar. Hiller (1963) verificou que as suspensões de bentonita sódica e cálcica apresentavam comportamento diferentes quanto submetidas a altas pressões e temperatura. A suspensão de bentonita sódica apresentou diminuição da viscosidade plástica e da TLE com o aumento da temperatura, já com o acréscimo da pressão a viscosidade plástica e a TLE sofreram leve amplificação. No entanto, a suspensão de bentonita cálcica apresentou comportamento completamente diferente da suspensão de bentonita sódica. A TLE e a viscosidade plástica aumentaram com a elevação da temperatura e decresceram com o incremento da pressão, além disso, o autor observou que a tixotropia da suspensão de bentonita cálcica também aumentou quando submetida a elevadas temperaturas.

Hiller (1963) associou o decréscimo da TLE e a da viscosidade plástica para suspensão de bentonita sódica ao enfraquecimento das forças de ligações entre as partículas ocasionado pela elevação da energia térmica do meio. Além disso, pode ter ocorrido destruição parcial do invólucro de hidratação das moléculas de bentonita. Em geral o efeito de altas temperaturas nas suspensões de bentonita sódica e cálcica pode ser atribuído às interações químicas complexas que podem ocorrer, dentre as quais destacam-se a redução do grau de hidratação dos contra-íons, as mudanças na espessura da dupla camada elétrica, o aumento da energia térmica das micelas de argila, a redução da viscosidade do meio de suspensão e o aumento da dispersão de micelas de argila associadas. Todos esses processos ocorreram simultaneamente, e a interpretação dos resultados observados foi possível apenas nos casos em que alguns dos efeitos eram predominantes, de modo que pudessem ser identificados e analisados.

Para o fluido de perfuração à base óleo, Hiller (1963) observou que o comportamento do fluido em altas temperaturas se aproximou do comportamento de fluidos newtonianos. A viscosidade plástica do OBM diminuiu exponencialmente com o incremento da temperatura. No entanto, o decréscimo da viscosidade foi parcialmente compensado com o aumento da pressão. O autor concluiu que o comportamento do fluido de perfuração em condições HPHT poderia ser explicado pela maior sensibilidade da fase dispersa (emulsão óleo-água) com as variações de temperatura e pressão.

Quatro anos mais tarde, Annis (1967) investigou as mudanças na viscosidade aparente e na TLE com o tempo e a temperatura até 150 °C, em WBMs formulados com bentonita. Os resultados mostraram que com o acréscimo da temperatura a TLE aumenta e a viscosidade diminui. A incorporação de NaCl ao fluido de perfuração a 100 °C proporcionou aumento notável nas tensões de cisalhamento em comparação com os fluidos de perfuração formulados

sem o sal. Os resultados sugerem que as altas temperaturas levaram ao processo de floculação das partículas de bentonita e o processo de floculação foi dependente do teor de NaCl.

De Wolfe et al. (1983) verificaram a influência da pressão e da temperatura em vários OBMs com diferentes óleos (diesel, parafínico e naftênico) como fase dispersa. Os autores observaram que a viscosidade aumentou quando os fluidos foram submetidos a temperaturas constantes de 38 e 150 °C e pressões crescentes de 1 a 830 bar. No entanto, quando a pressão foi mantida constante em 200 bar e a temperatura foi elevada de 26 a 160 °C a viscosidade aparente diminuiu. De Wolfe et al. (1983) observaram que o decréscimo na viscosidade foi exponencial na faixa de temperatura de 37 a 93 °C e acima de 93 °C a redução da viscosidade tornou-se linear.

Politte (1985) estudou o comportamento de fluido de perfuração à base óleo diesel de emulsão invertida em temperaturas entre 32 e 150 °C e pressões de 69 a 1034 bar e verificou que a viscosidade do OBM invertido é dependente da temperatura e da pressão. O autor concluiu que os fluidos se comportaram como fluido de Bingham dentro das faixas de taxas de deformação testadas. A TLE foi fracamente afetada pela pressão, mas fortemente afetada pela temperatura e provavelmente também foi afetada pela composição química do óleo base utilizado, o qual sofreu reações químicas com o aumento da temperatura.

Da mesma forma, Houwen e Geehan (1986) descreveram o efeito pressão-temperatura nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração base óleo de emulsão invertida em pressões até 1000 bar e temperaturas até 140 °C, utilizando vários modelos reológicos. Os autores mostraram que os parâmetros dos modelos de Casson e de Bingham estão ligados por um conjunto de equações quadráticas, portanto, os parâmetros reológicos (viscosidade plástica e TLE dinâmica) requeridos para aplicação em alta pressão e temperatura podem ser obtidos por quaisquer dos dois modelos. Porém, o modelo de Casson ofereceu vantagens comparado ao modelo de Bingham, pois estimou com mais precisão as curvas de escoamento em taxas de deformação acima de 1 s^{-1} para toda a faixa de pressão e temperatura testadas.

Alderman et al. (1988) realizaram testes reológicos em condições de alta pressão (até 1000 bar) e alta temperatura (até 130 °C) em fluido de perfuração à base de água contendo argila de montmorilonita⁹, e observaram vários efeitos das condições de temperatura e pressão no comportamento do escoamento viscoso, as quais destacam-se:

⁹ Montmorilonita é uma argilomineral composta por camadas estruturais constituídas por duas folhas tetraédricas de sílica e uma folha central octaédrica de alumina, unidas entre si por átomos de oxigênio comum a ambas as folhas.

- i) A viscosidade diminuiu com a elevação da temperatura e aumentou com o acréscimo da pressão, o que dependeu da massa específica do fluido;
- ii) A TLE dinâmica não depende da pressão aplicada, e mostrou fraca dependência com a temperatura abaixo de determinada temperatura crítica (T_c);
- iii) A tendência de viscosidade com pressão e temperatura foi amplamente influenciada pelas características de viscosidade e compressibilidade da fase contínua;
- iv) A TLE dinâmica apresentou decaimento exponencial com o aumento da temperatura em temperaturas acima da T_c . Em temperaturas abaixo da T_c a TLE dinâmica manteve-se constante.

Em 1990, após o grande desastre na plataforma Piper Alpha localizada no Mar do Norte no Reino Unido, a expressão HPHT foi publicada pela primeira vez no relatório de Cuellen e passou a ser usada desde então para descrever poços com condições mais severas de operação, que apresentam maiores pressões e maiores temperaturas quando comparado aos poços explorados até aquela década (Shadravan e Amani, 2012).

Neste mesmo ano, na Arábia Saudita, Ali (1990) escreveu a primeira tese investigando o efeito das altas temperaturas (até 255 °C) e altas pressões (até 700 bar) nas propriedades de fluido de perfuração à base água, em viscosímetro HPHT Fann Model 70. Os resultados mostraram redução na viscosidade aparente, nas TLE's estática e dinâmica com o aumento da temperatura. O acréscimo da pressão provocou amplificação dos valores de viscosidade aparente e na TLE dinâmica do fluido de perfuração.

Quatro anos mais tarde, Briscoe et al. (1994) realizaram testes reológicos em condições de HPHT para suspensões concentradas de bentonita usando o reômetro de esfera rolante HPHT em temperaturas de até 140 °C e pressões de até 1400 bar. O efeito da pressão sobre a TLE dinâmica foi insignificante à temperatura ambiente, enquanto que a viscosidade aumentou à medida que a pressão foi elevada. O aumento da viscosidade foi associado ao incremento efetivo do teor de sólidos devido à redução de volume da fase líquida em consequência ao acréscimo da pressão. Os autores sugeririam que as altas temperaturas proporcionam a liberação de maior quantidade de cátions (Na^+) dissolvidos na superfície das partículas de argila, provocando assim a redução na viscosidade e o aumento da TLE dinâmica na suspensão de bentonita.

Rommetveit e Bjorkevoll (1997) investigaram dezesseis formulações de fluidos de perfuração, tanto WBM como OBM, em temperaturas de até 200 °C e pressões até 1200 bar,

utilizando o viscosímetro Fann 70. Através dos testes realizados, foi verificado que a viscosidade aparente dos fluidos à base óleo possuem forte dependência com a pressão e fraca dependência com a temperatura. Os efeitos da temperatura foram anulados quando a pressão aumentou da atmosférica para 1000 bar na temperatura constante de 150 °C, ocasionando aumento gradativo da viscosidade. Para os fluidos base água os efeitos da pressão foram menores que os efeitos da temperatura, na condição de 1000 bar e 150 °C a viscosidade decaiu linearmente para o WBM.

Rossi et al. (1999), assim como Briscoe et al. (1994), estudaram o comportamento reológico de suspensões de bentonita sódica na presença e ausência de diferentes eletrólitos (NaCl, KCl, LiCl) e de polietileno tipo óxido (PEO) para pressões até 1000 bar e temperaturas até 120 °C. Os resultados mostraram que as suspensões de bentonita sódica na presença e na ausência de PEO exibiram comportamento tixotrópico e pseudoplástico entre temperaturas de 25 a 120 °C e pressões até 1000 bar. Os valores da TLE estática aumentaram com o acréscimo da temperatura, ampliando a estrutura do gel da suspensão de bentonita, o que foi atribuído ao efeito combinado da expansão volumétrica induzida pelo calor e a ação floculante dos eletrólitos. A viscosidade diminuiu continuamente com a temperatura e aumentou com a pressão. Observou-se também que as propriedades reológicas das suspensões bentonita sódica estabilizadas com PEO contendo KCl foram muito pouco afetadas sob condições de HPHT, quando comparadas as amostras contendo NaCl e LiCl.

Os anos de 1960 até 1980 foram marcados por longos hiatos de publicações de pesquisas sobre os efeitos das altas pressões e temperaturas na reologia de fluidos de perfuração. A maioria dos trabalhos publicados investigavam somente os efeitos da temperatura na reologia dos fluidos. No final dos anos 1980 e início dos anos de 1990, houve aumento nas pesquisas envolvendo altas pressões e temperaturas. Em média eram publicados dois trabalhos por ano abordando o tema. Mas, nos anos 2000 os estudos reológicos em condições HPHT passaram a ter papel importante e significativo para a comunidade científica, aumentando exponencialmente o número de artigos, dissertações e teses publicadas. Isso se deve não somente ao aumento do interesse no estudo por parte da indústria petrolífera, mas também ao avanço da tecnologia, o que permitiu o desenvolvimento de viscosímetros e reômetros mais sofisticados que pudessem realizar testes precisos e confiáveis com altas pressões e temperaturas.

Herzhaft et al. (2001) verificaram o comportamento de diversos SBMs com diferentes óleos como base (óleo mineral, olefina, parafina e éster) nas temperaturas de 0 a 170 °C e

pressão entre 3 e 620 bar. Os autores observaram um decréscimo exponencial da viscosidade aparente com a temperatura para todas as formulações de SBMs testadas. Para entender quais fenômenos estavam influenciando a redução da viscosidade aparente com a temperatura, Herzhaft et al. (2001) correlacionaram as propriedades reológicas do óleo base com as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração. Os autores normalizaram a viscosidade aparente dos fluidos de perfuração pela viscosidade newtoniana do óleo base, conforme Equação (3.1), obtendo assim a viscosidade reduzida para cada taxa de cisalhamento; a viscosidade reduzida não depende da temperatura, logo a evolução da reologia do fluido de perfuração e do óleo base em função da temperatura é a mesma. Conhecendo a dependência da temperatura do óleo base, pode-se deduzir a dependência do fluido com a temperatura. Assim, Herzhaft et al. (2001) concluíram que a dependência da viscosidade aparente dos fluidos de perfuração com a temperatura é governada pela dependência do óleo base com as variações de temperatura.

$$\eta_{reduzida}(T, \dot{\gamma}) = \frac{\eta_{fluido\ de\ perfuracao}(T, \dot{\gamma})}{\mu_{oleo\ base}(T)} \quad (3.1)$$

Nos testes com aplicação de pressão e temperatura ambiente constante, Herzhaft et al. (2001) observaram aumento da viscosidade aparente com a pressão.

Em meados de 2005, a fabricante *Chandler Engineering* lançou o viscosímetro HPHT Chandler 7600, que pode operar até 316 °C e 2760 bar. Um ano depois do lançamento do equipamento, Bland et al. (2006) utilizaram o viscosímetro HPHT Chandler 7600 realizando ensaios com OBM de emulsão invertida com adição dos aditivos poliamidas e ácidos graxos que prometiam propiciar ao fluido estabilidade térmica em temperaturas superiores a 280 °C. Os resultados demonstram que o novo sistema de fluidos é estável após 16 horas a 310 °C e 2030 bar, não havendo mudanças críticas na viscosidade aparente e na TLE dinâmica do fluido.

Demirdal e Cunha (2006) investigaram o efeito da pressão e da temperatura em um SBM de base n-parafina utilizando o viscosímetro rotacional Fann 75 HPHT. Os autores observaram que independentemente da pressão aplicada, a viscosidade plástica reduziu com o aumento da temperatura. Demirdal e Cunha (2006) também verificaram que a TLE dinâmica decresceu com o aumento da temperatura. Entretanto, em temperaturas superiores a 93 °C, a TLE dinâmica apresentou leve crescimento.

No ano seguinte, Ibeh (2007) utilizou o viscosímetro Chandler 7600 para investigar os efeitos da pressão (até 2750 bar) e de temperaturas (até 315 °C) nas propriedades reológicas de

dois fluidos de perfuração base óleo mineral, um adicionado de barita e outro adicionado de barita e trióxido de manganês. Os resultados revelaram que há uma relação linear entre a pressão e a viscosidade, enquanto que a relação da viscosidade e temperatura é exponencial. Os efeitos da temperatura na viscosidade dos fluidos foram dominantes em pressões superiores a 1380 bar, enquanto que os efeitos da pressão prevaleceram em temperaturas inferiores a 177 °C. A formulação de fluido com trióxido de manganês apresentou melhor estabilidade térmica quando comparado ao fluido que continha somente barita.

No mesmo ano, Gandelman et al. (2007) mediram as viscosidades aparentes e a TLE estática para fluidos de perfuração sintéticos com base parafina, entre 4,4 e 177 °C e pressões entre 69 e 690 bar. Os autores observaram que a temperatura é a variável que mais influencia as alterações das propriedades reológicas, como viscosidade aparente e TLE estática do fluido de perfuração, enquanto que a pressão exerce pouca influência. Os autores observaram que quando a temperatura é mantida a 50 °C e a pressão é ampliada de 69 a 690 bar, a viscosidade aparente cresceu, porém, quando a temperatura foi mantida a 170 °C e a pressão foi amplificada de 69 para 690 bar, a viscosidade aparente decresceu linearmente.

Zhao et al. (2008) testaram dois fluidos base óleo em pressões até 1380 bar e temperaturas até 204 °C, chegando a conclusões similares as de Ibeh (2007) e Gandelman et al. (2007). Todos os autores observaram que a viscosidade e a TLE dinâmica diminuem com o acréscimo da temperatura e aumentam com a elevação da pressão, e que o efeito da temperatura nas propriedades reológicas do fluido é predominante. Diferentemente de Ibeh (2007), Zhao et al. (2008) concluíram que o efeito da pressão na viscosidade foi considerável à temperatura ambiente e gradualmente se reduz com o aumento da temperatura.

Maxey (2009) investigou os efeitos da pressão e da temperatura nas propriedades reológicas de dois SBMs com base a parafina, um contendo bentonita e o outro não. O fluido com bentonita exibiu fraca dependência com o acréscimo da temperatura. A temperatura praticamente não influenciou na curva de escoamento do material. Para o fluido sem bentonita verificou-se que a viscosidade aparente diminuiu com o acréscimo da temperatura. De maneira geral, o fluido sem argila exibiu viscosidade menor que o fluido com bentonita.

Com objetivo de investigar os efeitos da pressão no comportamento estrutural dos fluidos, Maxey (2009) realizou testes oscilatórios nas pressões ambiente, de 35 e 69 bar e na temperatura constante de 50 °C. Notou-se que para o fluido com bentonita, o acréscimo da pressão atmosférica para 69 bar resultou em aumentos nos módulos de armazenamento e de perda. A explicação para esse comportamento poderia ser encontrada no efeito da pressão sobre

as gotículas da emulsão. Seria esperado que as gotículas diminuíssem de tamanho e aumentassem a rigidez sob pressão; essa ação poderia explicar o aumento moderado observado no módulo de armazenamento. No entanto, ao mesmo tempo, o tamanho decrescente da gotícula diminuiu a fração de volume das gotas no sistema, resultando em características viscosas mais evidentes e conseqüentemente aumento no módulo de perda.

Para o fluido sem bentonita, o autor observou que o módulo de armazenamento inicialmente alterou-se pouco com a pressão e depois diminuiu. O módulo de perda também pouco mudou. Esse resultado foi diferente do observado para o fluido com bentonita e colocou em questão a exatidão dos efeitos propostos referente aos efeitos da compressão das gotículas de emulsão sobre as propriedades viscoelásticas dos fluidos. Além disso, o autor destacou como a matriz de bentonita intercalada apresenta seu próprio efeito separado na estrutura do fluido de perfuração.

Maxey (2009) inovou realizando testes de varreduras de frequência oscilatórias aplicando pressões constantes, pois até então a literatura apresentava apenas ensaios para obtenção de curvas de escoamento aplicando-se pressões e temperaturas. Com a pesquisa o autor concluiu que as alterações no comportamento viscoelástico dos fluidos devido ao aumento da pressão foram dependentes da presença de bentonita no fluido de perfuração. Com a presença de bentonita observou-se diminuição consistente na estrutura geral do fluido conforme a pressão aumentou.

No ano de 2012 o grupo de pesquisa do pesquisador Amani da Universidade Texas A&M – Qatar, publicou cinco trabalhos investigando os efeitos de pressão e temperatura em OBMs e WBMs. No primeiro trabalho publicado em junho, Amani (2012) testou duas amostras de OBM comercial. Uma das amostras foi projetada para suportar altas pressões e temperaturas, a amostra HPHT, enquanto que a amostra regular não. O autor observou que a viscosidade e a TLE dinâmica aumentaram com o acréscimo da pressão e diminuíram com o aumento da temperatura. Contudo, para a amostra de fluido regular, em temperaturas superiores a 230 °C, o comportamento do fluido mudou abruptamente e se tornou inconsistente com o restante dos dados, havendo descontinuidade nas tensões de cisalhamento, apresentando valores altíssimos e extremamente baixos para uma mesma taxa de deformação, o que é um indicativo que houve degradação. Amani (2012) verificou que a temperatura de falha do fluido regular é em torno de 215 °C e a partir dessa temperatura, o fluido apresenta dados inconsistentes no perfil reológico. Para o fluido HPHT, o autor observou que o perfil reológico foi consistente ao longo de todo o

experimento. O fluido suportou as condições do teste e não falhou, embora tenha sofrido degradação térmica, pois as propriedades reológicas decresceram.

Em julho, Amani e Al-Jubouri (2012) testaram dois fluidos WBM de massa específica diferentes (amostra A com 1030 kg/m^3 , amostra B com 1186 kg/m^3), sob as mesmas condições do trabalho publicado em junho. Com os resultados obtidos foi observado que a TLE dinâmica aumenta até 1035 bar e decresce para pressões maiores. O efeito da pressão na viscosidade foi mais evidente em temperaturas inferiores a $120 \text{ }^\circ\text{C}$, resultando em viscosidades mais elevadas. No entanto, a viscosidade decresceu com a temperatura até $177 \text{ }^\circ\text{C}$ e não sofreu mais influência da pressão. De forma geral, o efeito da pressão na viscosidade não foi tão predominante quanto o efeito da temperatura.

Em dezembro, Amani et al. (2012) publicaram outro trabalho comparando os resultados dos testes reológicos dos fluidos OBM e WBM dos trabalhos de junho e julho concluindo que:

- i) As viscosidades do OBM e do WBM aumentaram ligeiramente à medida que a pressão aumentou e diminuíram à medida que a temperatura aumentou;
- ii) A tensão limite de escoamento do OBM foi muito maior do que a do WBM, independente da pressão e temperatura aplicadas;
- iii) O OBM foi mais eficaz em condições HPHT do que o WBM. O WBM apresentou mudanças abruptas em seu comportamento reológico em temperaturas superiores a $120 \text{ }^\circ\text{C}$, enquanto o OBM começou a apresentar essas mudanças somente em temperaturas superiores a $205 \text{ }^\circ\text{C}$.

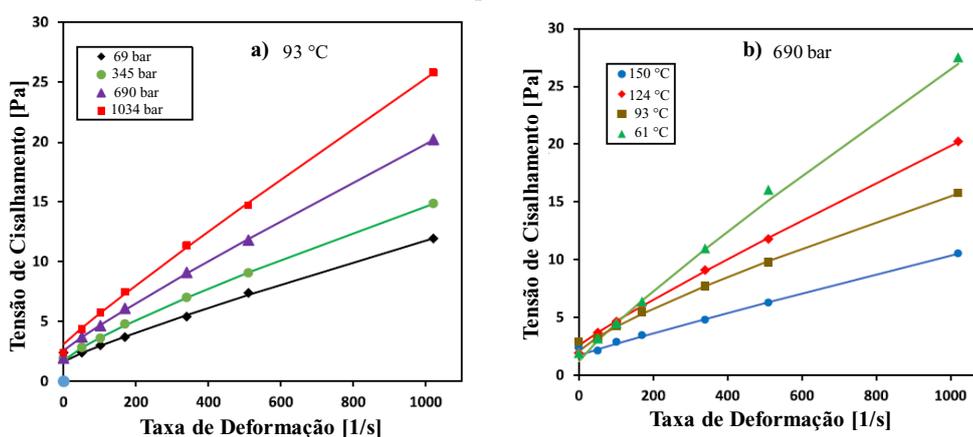
Xu et al. (2013) investigaram os efeitos das condições HPHT no fluido de perfuração à base água aplicado na exploração dos poços de petróleo na região de Yuanba, no sudoeste da China. Os pesquisadores perceberam que a pressão exerceu maior influência nas propriedades reológicas em temperaturas mais altas e em menores taxas de deformação, resultado contrário ao que a literatura apresentava até então, no qual o impacto da pressão era mais evidente a baixas temperaturas e altas taxas de deformação. Xu et al. (2013) também observaram que as viscosidades aparentes e plásticas exibiram pequenas mudanças com o aumento da pressão, em temperatura constante. No entanto, as viscosidades aparente e plástica exibiram declínio notável com o acréscimo da temperatura a pressão constante.

Posteriormente, William et al. (2014) verificaram a aplicação de nanofluidos em fluidos base água em condições HPHT, utilizando nanopartículas de CuO e ZnO em solução aquosa de goma xantana nas concentrações de 0,1, 0,3 e 0,5%. Os nanofluidos foram adicionados como aditivo de 1% em volume no WBM. Os testes reológicos foram realizados nas temperaturas de

25, 70, 90 e 110 °C e pressões de 1 e 100 bar. Os resultados indicaram que o aumento na concentração de nanopartículas e, portanto, no WBM, resultou em viscosidades mais estáveis à temperaturas e pressões elevadas. Ou seja, os nanofluidos estabilizaram os efeitos da temperatura na viscosidade dos fluidos aquosos.

Vajargah e Van Oort (2015) e Torsvik et al. (2015) investigaram os efeitos da pressão e da temperatura em fluidos sintético de alta massa específica. Vajargah e Van Oort (2015) verificaram as propriedades reológicas do SBM na temperatura constante de 93 °C e pressões variando de 69, 345, 690 e 1034 bar e na pressão constante de 690 bar e temperaturas variando de 61, 93, 124 e 150 °C. A Figura 3.1 (a) mostra o efeito da pressão nas propriedades reológicas do fluido sintético a 93 °C. Observou-se que na mesma taxa de deformação, a tensão de cisalhamento aumentou com o acréscimo da pressão. A Figura 3.1 (b) ilustra o efeito da temperatura no mesmo fluido em 690 bar. Pode-se notar que na mesma taxa de deformação, a tensão de cisalhamento e a viscosidade diminuem com o aumento da temperatura. Foi observado que a pressão e a temperatura têm efeitos contrários nas propriedades reológicas do fluido investigado. Portanto, no campo e sob certas condições operacionais, a viscosidade do fluido pode aumentar, diminuir ou permanecer constante devido ao aumento da pressão e temperatura. Por exemplo, o fluido mostrou propriedades reológicas aproximadamente semelhantes a 345 bar (93 °C) e 690 bar (124 °C). Observou-se também que as variações de pressão e temperatura afetaram ligeiramente a TLE dinâmica.

Figura 3.1 – a) Curva de Escoamento do SBM a diferentes pressões e 93 °C; b) Curva de Escoamento do SBM a diferentes temperaturas e 690 Bar.



Fonte: Adaptado de Vajargah e Van Oort (2015).

Torsvik et al. (2015) investigaram os efeitos da pressão em um SBM, tendo como base o óleo mineral refinado. Os autores concluíram que ao elevar a pressão de 5 a 160 bar, a

viscosidade aumenta cerca de 7 mPa.s e que para pressões maiores, esse fenômeno foi ainda mais pronunciado, elevando a pressão de 400 para 640 bar, a viscosidade aumentou cerca de 25 mPa.s.

Ghosn (2016) estudou dois tipos de fluidos de perfuração, um à base de óleo e outro à base de água. Para ambos os fluidos, foram utilizados vários tipos de nanopartículas de sílica. O comportamento reológico dos dois fluidos foi analisado nas temperaturas de 20 até 180 °C em pressão constante de 75 bar. O autor verificou que o WBM manteve a estabilidade de coalescência/sedimentação em toda a faixa de variação de temperatura testada, nenhuma desestabilização foi constatada. Contudo, a viscosidade plástica diminuiu com o aumento da temperatura de $1,3 \cdot 10^{-2}$ Pa.s a 20 °C e 75 bar para $3,3 \cdot 10^{-3}$ Pa.s a 180 °C e 75 bar. No entanto, a TLE não sofreu as mesmas alterações, observou-se apenas aumento na TLE em temperaturas superiores a 120 °C. Para a amostra de OBM observou-se que o fluido manteve a viscosidade plástica superior a $1 \cdot 10^{-2}$ Pa.s em temperaturas até 180 °C. Ghosn (2016) verificou que assim como WBM, o OBM também apresentou decréscimo da viscosidade plástica com o aumento da temperatura de 20 para 180 °C na pressão constante de 75 bar, o decréscimo foi 5% menor quando comparado aos resultados obtidos para o WBM.

Torsvik et al. (2017) verificaram novamente o impacto da pressão e da temperatura para um SBM, mas dessa vez o óleo base do fluido era a parafina linear. Assim como o trabalho anterior, os autores observaram que viscosidade aumentou com a elevação da pressão e diminuiu com o acréscimo da temperatura.

Telesforo (2017) investigou os efeitos da pressão e temperatura em fluido à base de óleo diesel adicionado de barita. O pesquisador realizou testes mantendo a temperatura constante e a pressão variando, bem como pressão constante e temperatura variando, nas faixas de 38 a 205 °C e 345 a 2413 bar. Com os testes em temperatura constante, observou-se que a tensão de cisalhamento aumentou com a pressão. Em pressões acima de 700 bar, a tensão de cisalhamento aumentou rapidamente e então atingiu um limite e se manteve constante. Nos ensaios em pressão constante, a tensão de cisalhamento e a viscosidade decresceram à medida que a temperatura ampliou. O efeito da pressão foi mais predominante em temperaturas inferiores a 150 °C. Telesforo (2017) concluiu que a viscosidade é inversamente proporcional à temperatura e diretamente proporcional à pressão.

No mesmo ano, Gokdemir et al. (2017) formularam cinco fluidos de perfuração diferentes, sendo um à base óleo, dois à base sintética e dois à base água. Os cinco fluidos foram submetidos ao aumento de pressão de 1 a 827 bar nas temperaturas constantes de 25, 50 e

75 °C, monitorando-se as alterações nas propriedades reológicas. Analisando os resultados obtidos, os autores concluíram que as propriedades reológicas (viscosidade e TLE dinâmica) dos sistemas de fluidos de perfuração formulados não foram afetadas pelas mudanças na pressão quando a temperatura foi mantida constante.

Ahmad e Federer (2018) estudaram os efeitos da temperatura até 200 °C a pressão constante de 35 bar, em fluido base água comercialmente conhecido como Glydril. Com base nos resultados obtidos, os autores concluíram que a TLE dinâmica diminuiu com o aumento da temperatura até 50 °C. Já acima de 50 °C a TLE dinâmica aumentou com a elevação da temperatura. A partir da temperatura de 120 °C, a TLE dinâmica reduziu gradativamente, chegando ao valor limite e manteve-se constante até atingir a temperatura de 200 °C. A viscosidade aparente do fluido foi reduzida com o aumento da temperatura e o efeito da pressão foi insignificante, especialmente em temperaturas inferiores a 90 °C.

Anoop et al. (2018) verificaram o comportamento de um fluido à base água adicionado de diferentes concentrações de nanopartículas de nanotubos de carbono (CNT) em condições HPHT, com pressões variando de 1 a 3000 bar e temperaturas de 25 a 180 °C. Anoop et al. (2018) verificaram que a viscosidade aparente aumentou com o acréscimo da pressão, porém, para amostras com concentrações maiores de CNT, a viscosidade aparente diminuiu com a pressão. Amostras com baixas concentrações CNT apresentaram aumento da viscosidade com a elevação da temperatura. No entanto, em temperaturas superiores a 100 °C, a tendência mudou e os valores de viscosidade diminuíram com o crescimento da temperatura. Para concentrações mais altas de CNT, os valores de viscosidade decaíram com o aumento da temperatura. Desse modo, Anoop et al. (2018) concluíram que a adição de nanopartículas de CNT criou um sistema de ligação apropriado, no qual as partículas de argila do fluido de perfuração foram mantidas estáveis e homogêneas. No entanto, quando a concentração de partículas de CNT foi elevada (superior a 0,22%) ocorreu a aglomeração de partículas de argila na cadeia de CNT, desestabilizando assim o fluido de perfuração em condições de altas pressões e temperaturas.

Recentemente, Patel et al. (2019) verificaram a influência da adição de argila orgânica e de um híbrido orgânico-inorgânico sintético, composto de várias porções orgânicas ligadas covalentemente a plaquetas inorgânicas de espessura nanométrica, denominado como SOIH, empregados como viscosificante em fluidos de perfuração à base de óleo em condições HPHT. Os pesquisadores observaram que a pressão constante de 690 bar e nas diferentes temperaturas analisadas (65, 93, 121 e 148 °C), o fluido de perfuração adicionado de argila orgânica

apresentou-se mais sensível (mudanças abruptas na viscosidade aparente), com as variações de temperatura quando comparado ao fluido adicionado de SOIH. Patel et al. (2019) realizaram, também testes oscilatórios de varredura de frequência na temperatura constante de 149 °C e pressão de 35 bar. Patel et al. (2019) não constataram alterações distintas nas propriedades viscoelásticas entre OBM com argila orgânica e com SOIH, exceto ligeira redução do módulo de armazenamento em altas frequências no OBM com argila orgânica.

Medhi et al. (2020) verificaram o comportamento de um fluido de perfuração à base água adicionado de diferentes concentrações de nanopartículas de óxido de zircônio nas temperaturas de 30, 60 e 80 °C. A partir dos testes realizados, Medhi et al. (2020) observaram que o óxido de zircônio proporcionou maior estabilidade térmica ao fluido. Com os ensaios oscilatórios nas temperaturas de 30, 60, 80 °C, os pesquisadores puderam concluir que a adição do óxido de zircônio altera a estrutura do fluido de perfuração de líquido viscoelástico para sólido viscoelástico. As medições de varredura de amplitude mostram valores do módulo de armazenamento superior para o fluido adicionado de óxido de zircônio na temperatura de 80 °C. Além disso observou-se que a 80 °C, as amostras de WBM adicionada de 1% de óxido de zircônio apresentaram capacidade de completa recuperação tixotrópica.

A Tabela 3.1 apresenta o resumo das principais pesquisas em ordem cronológica de 1952 a 2020 citadas até aqui, enaltecendo o tipo de fluido utilizado, a faixa de temperatura e pressão analisada, o equipamento e geometria aplicados nos ensaios reológicos e os principais resultados.

Ao analisar a Tabela 3.1 observa-se que no decorrer dos mais de 50 anos de pesquisas na área de reologia de fluidos de perfuração em HPHT os pesquisadores chegaram, basicamente, a mesma conclusão: a viscosidade sofre influência dos efeitos da temperatura independentemente da pressão aplicada, enquanto que os efeitos da pressão são observados e enaltecidos em pressões acima de 100 bar e em temperaturas inferiores a 65 °C. A viscosidade tende a diminuir com a temperatura, enquanto a pressão tende a aumentá-la. Outra conclusão relevante dos pesquisadores é que o acréscimo da pressão e/ou da temperatura propicia reações químicas, físicas e eletroquímicas no fluido de perfuração. Porém, mínimas alterações na composição química do fluido podem causar diferenças consideráveis no comportamento reológico, principalmente em condições HPHT.

Apesar de nos últimos anos o número de pesquisas envolvendo o tema terem aumentando exponencialmente, ainda há grandes lacunas de entendimento e conhecimento sobre o comportamento reológico dos fluidos de perfuração em condições HPHT. Nota-se que

grande parte das pesquisas se limitam a obtenção de curvas de escoamento. Poucos trabalhos realizam testes oscilatórios, nos quais é possível verificar e quantificar a magnitude dos comportamentos elástico e viscoso do fluido em condições de altas pressões e temperaturas e como essas condições extremas afetam a estrutura do material. Além disso, ainda não está claro na literatura se o fluido de perfuração carrega consigo o histórico térmico e de pressão que enfrenta durante todos os ciclos da perfuração e como esse histórico afeta o reinício de escoamento após paradas operacionais.

Outra lacuna observada é a metodologia aplicada para realização dos testes reométricos. Ainda é um grande desafio enfrentado pelos pesquisadores desenvolver uma metodologia para realização dos ensaios nos reômetros e viscosímetros de modo que os métodos aplicados sejam eficientes, seguros e apresentem repetibilidade. Observa-se que há uma grande falta de dados referente a confiabilidade dos testes reológicos realizados com células de pressão. Atualmente, não existe abordagem sistemática para avaliar os principais efeitos das altas temperaturas e pressões na reologia dos fluidos de perfuração (Ibeh et al., 2008).

Neste contexto os objetivos específicos do trabalho foram definidos e são apresentados na seção 3.3.

Tabela 3.1 – Resumo das principais pesquisas em ordem cronológica de 1952 a 2018 sobre reologia de fluidos de perfuração em HPHT.

(a Tabela 3.1 continua)

Autor(es) e ano	Estudo			Principais Conclusões
	Tipo de Fluido	Parâmetros (temperatura e pressão)	Equipamento e geometria	
Gray et al. – 1952	WBM tratado com cal	25 a 200 °C	Viscosímetro Cilindros coaxiais	Em temperaturas acima de 150°C o fluido sofre gelificação ou solidificação.
Srini-Vasan – 1958	WBM	25 a 80°C	Viscosímetro Fann Cilindros coaxiais	A viscosidade diminui com o aumento da temperatura.
Combs e Whitmare – 1960	OBM	25 a 150 °C 1 a 600 bar	Viscosímetro Cilindros coaxiais	A mudança na viscosidade da fase contínua era o principal fator de controle.
Hiller – 1963	Suspensões de bentonita sódica e cálcica e OBM	25 a 160°C 1 a 700 bar	Reômetro Cilindros coaxiais	A TLE dinâmica e a viscosidade plástica da suspensão de bentonita sódica diminuíram com o aumento da temperatura. A suspensão de bentonita cálcica apresentou comportamento diferente, a TLE dinâmica e a viscosidade plástica aumentaram com o acréscimo da temperatura. O OBM apresentou comportamento próximo ao newtoniano quando submetido a altas temperaturas.
Annis – 1967	WBM com bentonita	25 a 150 °C	Viscosímetro Fann Cilindros coaxiais	Com o aumento da temperatura a TLE dinâmica aumentou e a viscosidade diminuiu.
De Wolfe et al. – 1983	OBM (base diesel) e SBMs (base parafínica e naftênico)	25 a 340 °C 1 a 1400 bar	Viscosímetro <i>rolling-ball</i> Cilindros coaxiais	O decréscimo da viscosidade é exponencial entre 37 a 93 °C, acima de 93 °C a redução da viscosidade é de ordem linear.
Politte – 1985	OBM invertido	32 a 150 °C 69 a 1034 bar	Viscosímetro Cilindros coaxiais	A TLE dinâmica é fracamente afetada pela pressão, mas fortemente afetada pela temperatura
Houwen e Geehan – 1986	OBM invertido	25 a 140 °C 1 a 1000 bar	Reômetro Haake D1000/300 Cilindros coaxiais	O caráter não-newtoniano dos fluidos de emulsão invertida sob condições de alta pressões e temperaturas pode ser descrito pelo modelo de Casson.
Alderman et al. – 1988	WBM com argila montmorilonita	25 a 130 °C 1 a 1000 bar	Reômetro Haake D1000/300 Cilindros coaxiais	A viscosidade diminui com a elevação da temperatura, e aumenta com a pressão que depende da densidade do fluido. A TLE dinâmica não depende da pressão aplicada, mostrando fraca dependência com a temperatura abaixo de determinada temperatura crítica.

Tabela 3.1 – Resumo das principais pesquisas em ordem cronológica de 1952 a 2018 sobre reologia de fluidos de perfuração em HPHT

(a Tabela 3.1 continua)

Autor(es) e ano	Estudo			Principais Conclusões
	Tipo de Fluido	Parâmetros (temperatura e pressão)	Equipamento e geometria	
Ali – 1990	WBM	25 a 255 °C 1 a 700 bar	Viscosímetro Fann 70 HPHT Cilindros coaxiais	Há redução na viscosidade e na TLE estática com o aumento da temperatura. A pressão, por sua vez eleva os valores da viscosidade e da TLE estática.
Briscoe et al. – 1994	Suspensões concentradas de bentonita	25 a 140 °C 1 a 1400 bar	Reômetro <i>rolling-ball</i> Cilindros coaxiais	Temperaturas elevadas proporcionaram o aumento da TLE dinâmica com a pressão, já a viscosidade aparente diminuiu significativamente em temperaturas mais altas, mas mostrou pouca variação com a pressão.
Rommetveit e Bjorkevoll– 1997	OBM e WBM	25 a 200 °C 1 a 1200 bar	Viscosímetro Fann 70 HPHT Cilindros coaxiais	A dependência da pressão foi muito mais pronunciada para OBM do que para o WBM. No OBM os efeitos da temperatura foram quase que anulados quando a pressão aumentou da atmosférica para 1000 bar na temperatura de 150 °C. Para o WBM, os efeitos da pressão foram menos pronunciados que os efeitos da temperatura.
Rossi et al. – 1999	Suspensões de bentonita sódica com eletrólitos (NaCl, KCl, LiCl) e polietileno óxido (PEO)	25 a 120 °C 1 a 1000 bar	Viscosímetro Haake HPHT Cilindros coaxiais	A adição de eletrólitos e o acréscimo da temperatura levam ao aumento da TLE dinâmica, devido à floculação da suspensão de bentonita e à dilatação induzida por calor, respectivamente. As propriedades reológicas das suspensões de bentonita estabilizadas com PEO contendo KCl foram pouco afetadas pelas condições HPHT.
Herzhaft et al. – 2001	SBMs (base óleo mineral, olefina, parafina e éster)	0 a 170 °C 3 a 620 bar	Reômetro <i>Low Shear</i> LS230 Cilindros coaxiais	A viscosidade aparente apresentou decréscimo exponencial com o aumento da temperatura. Com a elevação da pressão a temperatura ambiente a viscosidade aparente cresceu.
Bland et al. – 2006	OBM adicionado de poliamida e ácido graxo	25 a 316 °C 1 a 2760 bar	Viscosímetro HPHT Chandler 3600 Cilindros Coaxiais	Os aditivos poliamida e ácido graxo conferiram ao fluido de perfuração maior estabilidade térmica.

Tabela 3.1 – Resumo das principais pesquisas em ordem cronológica de 1952 a 2018 sobre reologia de fluidos de perfuração em HPHT

(a Tabela 3.1 continua)

Autor(es) e ano	Estudo			Principais Conclusões
	Tipo de Fluido	Parâmetros (temperatura e pressão)	Equipamento e geometria	
Demirdal e Cunha – 2006	SBM (base parafínica)	4 a 138 °C 35 a 827 bar	Viscosímetro Fann 75 HPHT Cilindros Coaxiais	Independente da pressão aplicada, a viscosidade plástica e a TLE dinâmica reduziram com o aumento da temperatura. Entretanto, em temperaturas superiores a 93 °C, a TLE dinâmica aumentou discretamente.
Ibeh – 2007	OBM	65 a 315 °C 1 a 2750 bar	Viscosímetro HPHT Chandler 3600 Cilindros Coaxiais	Os efeitos da temperatura na viscosidade são dominantes em pressões superiores a 1380 bar, enquanto os efeitos da pressão prevalecem em temperaturas inferiores a 177 °C.
Gandelman et al. – 2007	SBM (base parafínica)	4.4 a 177 °C 69 a 690 bar	Viscosímetro Fann 75 Cilindros coaxiais	A temperatura é a variável que mais altera as propriedades reológicas do fluido de perfuração.
Zhao et al. – 2008	OBM	23 a 205 °C 1 a 1034 bar	Reômetro RheoChan 7400 Cilindros coaxiais	As propriedades reológicas diminuem com o acréscimo da temperatura e aumentam com o aumento da pressão. O efeito da pressão é considerável a temperatura ambiente; porém se reduz quando a temperatura é elevada.
Maxey – 2009	SBM (base parafínica) com e sem bentonita	26 a 82 °C 35 e 69 bar	Reômetro Anton Paar MCR 501 Cilindros coaxiais	O fluido com bentonita apresentou fraca dependência com a temperatura. A viscosidade aparente do fluido sem bentonita decresceu significativamente com o aumento da temperatura. As alterações no comportamento viscoelástico do fluido de perfuração devido ao acréscimo da pressão foram dependentes da presença ou ausência de bentonita.
Amani – 2012	OBM regular OBM HPHT	65 a 315 °C 1 a 2750 bar	Viscosímetro HPHT Chandler 3600 Cilindros Coaxiais	A temperatura de falha do fluido de perfuração regular é em torno de 215 °C. A dependência da viscosidade com a temperatura e pressão segue o modelo exponencial. O efeito da pressão sobre as propriedades reológicas do fluido de perfuração não é tão predominante quanto o efeito da temperatura.
Amani e Al-Jubouri – 2012	WBM	65 a 315 °C 1 a 2750 bar	Viscosímetro HPHT Chandler 3600 Cilindros Coaxiais	Os efeitos da pressão na viscosidade são mais pronunciado em temperaturas inferiores a 120 °C.

Tabela 3.1 – Resumo das principais pesquisas em ordem cronológica de 1952 a 2018 sobre reologia de fluidos de perfuração em HPHT

(a Tabela 3.1 continua)

Autor(es) e ano	Estudo			Principais Conclusões
	Tipo de Fluido	Parâmetros (temperatura e pressão)	Equipamento e geometria	
Amani et al. – 2012	OBM e WBM	65 a 315 °C 1 a 2750 bar	Viscosímetro HPHT Chandler 3600 Cilindros Coaxiais	A viscosidade do OBM e do WBM aumenta ligeiramente à medida que a pressão se eleva e diminui à medida que a temperatura cresce. O fluido à base óleo é mais eficaz em condições HPHT do que o fluido à base água.
Xu et al. – 2013	WBM	60 a 180 °C 150 a 1000 bar	Viscosímetro Fann IX77 HPHT Cilindros Coaxiais	A viscosidade aparente e a viscosidade plástica pouco se alteram com o acréscimo da pressão. Porém o aumento da temperatura a pressão constante ocasiona declínio nas viscosidades aparente e plástica.
Willian et al. – 2014	WBM + nanopartículas de CuO e ZnO	25 a 110 °C 1 e 100 bar	Reômetro Anton Paar MCR 52 Cilindros coaxiais	Os nanofluidos estabilizam os efeitos da temperatura na viscosidade dos WBM's.
Vajargah e Oort – 2015	SBM	61 a 150 °C 69 a 1034 bar	Viscosímetro Cilindros Coaxiais	A pressão e a temperatura têm efeitos contrários nas propriedades reológicas do SBM. Sob certas condições operacionais, a viscosidade do fluido pode aumentar, diminuir ou permanecer constante devido ao aumento da pressão e temperatura.
Torsvik et al. – 2015	SBM (base óleo mineral refinado)	25 °C 5 a 640 bar	Reômetro Anton Paar MCR 102 Cilindros coaxiais	A viscosidade aumenta significativamente com a elevação da pressão a temperatura constante e ambiente.
Ghosn – 2016	WBM e OBM	20 a 180 °C 75 bar	Reômetro Anton Paar MCR 302 Cilindros coaxiais	A viscosidade plástica diminui com o aumento da temperatura tanto para o WBM como para o OBM, porém, o WBM apresenta um decréscimo da viscosidade plástica mais expressivo que o OBM
Torsvik et al. – 2017	SBM (base parafínica)	20 a 200 °C 1 a 1000 bar	Reômetro Anton Paar MCR 102 Cilindros coaxiais	A viscosidade do SBM aumenta com o acréscimo da pressão e diminui com a elevação da temperatura.
Telesforo – 2017	OBM (base diesel) adicionado de barita	38 a 205 °C 345 a 2413 bar	Viscosímetro HPHT Chandler 3600 Cilindros Coaxiais	Em pressões acima de 700 bar a tensão de cisalhamento aumenta rapidamente e então atinge determinado valor limite e se mantém constante. A viscosidade do fluido é inversamente proporcional a temperatura e diretamente proporcional à pressão.

Tabela 3.1 – Resumo das principais pesquisas em ordem cronológica de 1952 a 2018 sobre reologia de fluidos de perfuração em HPHT

(conclusão da Tabela 3.1)

Autor(es) e ano	Estudo			Principais Conclusões
	Tipo de Fluido	Parâmetros (temperatura e pressão)	Equipamento e geometria	
Godkdemir et al. – 2017	OBM SBM WBM	25 a 75 °C 1 a 827 bar	Reômetro Anton Paar MCR 302 Cilindros coaxiais	As propriedades reológicas dos sistemas de fluidos de perfuração formulados não são afetadas pelas alterações de pressão se a temperatura for mantida constante.
Ahmad e Federer – 2018	WBM (Glydril)	25 a 200 °C 35 bar	Viscosímetro Fann 35A Cilindros Coaxiais	A viscosidade do fluido é reduzida com o aumento da temperatura e o efeito da pressão foi insignificante em temperaturas menores que 90 °C.
Anoop et al. – 2018	WBM + nanopartículas de CNT	25 a 180 °C 1 a 3000 bar	Viscosímetro HPHT Chandler 3600 Cilindros Coaxiais	A adição de determinada concentração de nanopartículas de CNT proporciona ao fluido de perfuração maior estabilidade em condições HPHT.
Patel et al. – 2019	OBM + argila orgânica e híbrido orgânico-inorgânico sintético (SOIH)	65 a 148 °C 690 bar	Reômetro Anton Paar MCR 303 Cilindros coaxiais	O fluido de perfuração adicionado de argila orgânica se mostrou mais sensível a variações de temperatura e pressão constante, quando comparado ao fluido adicionado de SOIH.
Medhi et al. – 2020	WBM + nanopartículas de óxido de zircônio	30 a 80 °C Pressão atmosférica	Reômetro Anton Paar MCR 303 Cone e placas paralelas	Nanopartículas de óxido de zircônio proporcionam maior estabilidade térmica ao fluido de perfuração. As amostras de WBM adicionadas de 1% de óxido de zircônio apresentou capacidade de completa recuperação tixotrópica a 80 °C.

Fonte: Autor.

3.2 Síntese do Capítulo

No Capítulo 3 foi apresentado a contextualização histórica da evolução das pesquisas sobre estudos reológicos em condições HPHT. Uma extensa revisão bibliográfica foi apresentada mostrando que os fluidos de perfuração WBM, OBM e SBM apresentam comportamentos reológicos diferentes quando expostos a altas pressões e temperaturas. Os WBMs tendem a degradar mais rapidamente e em temperaturas inferiores quando comparados aos OBM e SBMs. Porém, a indústria petrolífera tem grande interesse no desenvolvimento de WBMs eficientes em poços HPHT, devido às legislações ambientais vigentes e aos custos operacionais (fluidos base água tendem a ser mais baratos quando comparados à base óleo sintético). Por este motivo, há uma linha de pesquisa para desenvolver fluidos à base água adicionados de nanopartículas eficientes e eficazes para poços HPHT. E ainda há a linha de pesquisa que investe no aperfeiçoamento dos fluidos sintéticos, bem como no estudo do comportamento reológico dos fluidos em condições de altas pressões e temperaturas.

Além disso observou-se que a influência dos efeitos combinados da temperatura e pressão nas propriedades reológicas de fluidos de perfuração é uma área de amplo estudo e de grande interesse da indústria petrolífera, pois a reologia do fluido de perfuração influencia diretamente na efetividade do processo de perfuração.

3.3 Objetivos Específicos

Como enfatizado ao longo deste capítulo, a pressão e a temperatura influenciam fortemente a viscosidade, a tensão limite de escoamento e os módulos dinâmicos do fluido de perfuração. Tais características mecânicas são significativamente alteradas em condições de alta pressão e alta temperatura, uma vez que os componentes dos fluidos de perfuração sofrem reações químicas e físicas ao longo do processo de perfuração.

Atualmente, a maioria das indústrias petrolíferas, inclusive a brasileira, utiliza fluidos de perfuração à base de olefinas, como exposto no Capítulo 2 (Seção 2.1.2.3). Portanto, a investigação experimental durante a dissertação foi conduzida utilizando fluido de perfuração olefínico.

Com base na revisão bibliográfica apresentada neste capítulo e no objetivo geral traçado no Capítulo 1 (Seção 1.3), os objetivos específicos da dissertação são:

- i) Desenvolver a metodologia para execução dos ensaios reológicos em HPHT, tomando como base as metodologias propostas na literatura;

- ii) Avaliar o efeito isolado e combinado da temperatura (até 125 °C) e da pressão (até 800 bar) na viscosidade e tensão limite de escoamento do fluido de perfuração, bem como a estabilidade térmica do fluido;
- iii) Verificar a influência do histórico térmico na curva de escoamento, na tensão limite de escoamento e nos módulos dinâmicos;
- iv) Propor correlações que incluam os efeitos de pressão e temperatura na viscosidade aparente e viscosidade plástica do material.

4 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são apresentados os materiais, equipamentos, bem como as metodologias experimentais e matemáticas empregadas para alcançar os objetivos traçados no trabalho.

4.1 Fluido

Para execução da investigação reológica foi utilizado o fluido de perfuração base olefina, cedido pela empresa Petrobras, cuja massa específica é 1055 kg/m³. A Tabela 4.1 apresenta a composição química do fluido de perfuração.

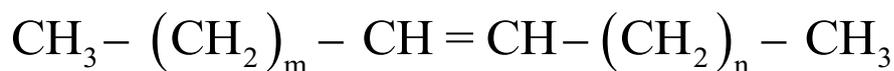
Tabela 4.1 – Composição química do fluido de perfuração olefínico FP1910A0.

FP1910A0	Concentração	
Olefina interna	60	mL/100mL
Emulsificante primário	30,4	g/100g
Emulsificante secundário	13,3	g/100g
Cal	21,7	g/100g
Solução saturada de NaCl	40	mL/100mL
Ecotrol	4,3	g/100g
Argila organofílica	21,7	g/100g
Modificador Reológico (HRP)	8,6	g/100g
Baritina	12,5	ppg

Fonte: Autor.

O fluido de perfuração utilizado no trabalho é uma emulsão inversa, sendo 60% de olefina interna (fase contínua), cuja estrutura química é apresentada na Figura 4.1 e 40% de salmoura de cloreto de sódio (fase interna). A solução de cloreto de sódio propicia salinidade ao sistema, controlando a atividade química e tornando a emulsão mais estável (Araceli, 2019). O filme interfacial que envolve cada gota de água age como uma membrana semipermeável. As gotículas de salmoura são emulsificadas e agem como partículas sólidas, podendo auxiliar a reduzir a perda de fluido, mesmo que estejam distorcidas pela pressão. Essas gotículas emulsionadas podem obstruir os poros da torta do filtro e reduzir a perda de fluidos e a permeabilidade na formação geológica circundante (Caenn et al., 2017; Araceli, 2019).

Figura 4.1 – Estrutura química da olefina interna.



Fonte: Autor.

Os emulsificantes primário e secundário são os responsáveis pela formação e estabilização da emulsão. A composição dos emulsificantes é uma mistura de ácidos e/ou ésteres graxos e derivados amínicos. As misturas de ácidos graxos funcionam como emulsificantes primários para esse tipo de sistema que reagem com o hidróxido de cálcio (cal) para obter uma emulsão mais estável (Araceli, 2019). Geralmente uma alcanomida, emulsificante parcialmente solúvel em água, é usada como o emulsificante secundário. O hidróxido de cálcio ou cal tem a função de ativar o emulsificante primário, devido ao ácido graxo sofrer saponificação. Essa reação química auxilia no processo de formação da emulsão inversa (Araceli, 2019). O Ecotrol é um aditivo primário de controle de filtração usado em todos os sistemas de fluidos de perfuração à base de óleo sintético, é também um complemento dos emulsificantes. Tanto a argila organofílica como o modificador reológico são viscosificantes e desempenham o papel de fornecer viscosidade adequada ao fluido. As argilas organofílicas possuem propriedades tixotrópicas, característica de extrema importância, pois em caso de paradas operacionais, o cisalhamento do fluido é interrompido, provocando a formação de um gel que mantém os cascalhos em suspensão (Ghosn, 2016; Araceli, 2019). A baritina é utilizada como agente controlador da massa específica do fluido de perfuração, com a finalidade de conferir a pressão hidrostática requerida para a coluna de perfuração (Caenn et al., 2017).

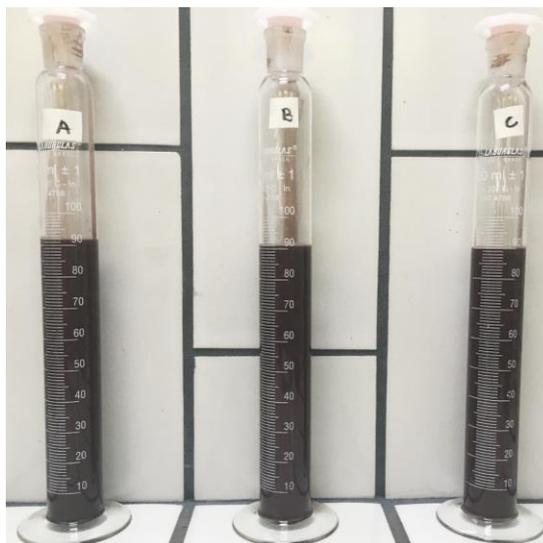
4.1.1 Procedimento de Preparação do Fluido de Perfuração para os Ensaio Reológicos

Antes do planejamento dos ensaios reométricos deve-se estabelecer o procedimento para preparação das amostras do fluido de perfuração. O primeiro critério a ser observado e garantido é a homogeneidade do material.

Foram testados três tempos diferentes de homogeneização (2, 5 e 10 minutos) no agitador Hamilton Beach. É necessário evitar a formação de bolhas de ar no material e controlar o tempo de agitação para a completa homogeneização sem desestabilizar a emulsão devido ao aumento de temperatura ocasionado pelo cisalhamento. O fluido não deve ultrapassar a temperatura de 60 °C (Almeida e Silva, 2010; Ghosn, 2016).

Após a homogeneização as amostras A (2 minutos), B (5 minutos) e C (10 minutos), foram colocadas em provetas de 100 mL. Foram adicionados aproximadamente 90 mL de fluido nas provetas, conforme apresenta a Figura 4.2, monitorou-se durante 40 horas o volume da formação do sobrenadante.

Figura 4.2 – Amostras de fluido A (2 minutos), B (5 minutos) e C (10 minutos) em provetas de 100 mL, logo após a homogeneização.



Fonte: Autor.

A Tabela 4.2 apresenta os volumes de formação de sobrenadante após: 1, 4, 10, 20 e 40 horas de repouso para as três amostras (A, B e C) homogeneizadas por diferentes tempos:

Tabela 4.2 – Resultados dos volumes de formação de sobrenadante após: 1, 4, 10, 20 e 40 horas de repouso para as três amostras (A, B e C) homogeneizadas em diferentes tempos:

Amostra	Volume de sobrenadante (mL)				
	Após 1 h	Após 4 h	Após 10 h	Após 20 h	Após 40 h
A – 2 minutos	0,5	1	2	3	5
B – 5 minutos	0	0,5	1	2	4
C – 10 minutos	0	0	0	1	2

Fonte: Autor.

Ao observar a Tabela 4.2 conclui-se que em entre os três tempos testados de homogeneização, o tempo de 10 minutos apresentou o melhor resultado, possibilitando que os testes reológicos durem mais de 4 ou 10 horas, assegurando-se que não haverá separações de fases durante a realização dos testes. Diante do resultado, padronizou-se o tempo de 10 minutos de homogeneização do fluido de perfuração no Hamilton Beach para posterior execução de testes no reômetro.

4.2 Equipamentos

As investigações experimentais foram realizadas utilizando a estufa rotativa, o reômetro rotacional e a célula de pressão disponíveis no Multilab LabReo-CERNN/UTFPR.

4.2.1 Estufa Rotativa

Os testes de envelhecimento térmico foram realizados na estufa Roller Oven Fann® modelo 704ET, ilustrada na Figura 4.3 (a), com capacidade para operar até 200 °C. A estufa possui forno isolado com quatro rolos e pode acomodar até nove células de 500 mL. A célula de envelhecimento é de aço inoxidável, conforme apresentado na Figura 4.3 (b), o qual é um vaso de pressão que permite que as amostras sejam submetidas a temperaturas mais altas que o ponto de ebulição da água e ainda sejam mantidas em estado líquido.

Figura 4.3 – a) Estufa Rotativa Roller Oven Fann®; b) célula de envelhecimento (500 mL) em aço inoxidável.



Fonte: Autor.

Nos testes de envelhecimento a amostra é inserida na célula e é colocada no forno de rolos, onde é submetida ao calor e agitação (rolamento) em rolos (envelhecimento em condições dinâmicas) ou podem ser aquecidas sem rolamento (envelhecimento estático) com tempo de envelhecimento mínimo predefinido de 16 horas, conforme normas da API (2005).

Para evitar evaporação das amostras e preservar a mesma proporção óleo/água da emulsão do fluido de perfuração deve-se aplicar uma determinada pressão na célula, conforme detalhado no manual operacional do equipamento (Fann Instrument Company, 2014). A Tabela 4.3 apresenta a pressão recomendada para pressurizar a célula de acordo com os limites de temperatura de trabalho. A pressão sugerida pelo fabricante é baseada na pressão de vapor da água, logo, a pressão a ser aplicada pode variar de acordo com a pressão de vapor do fluido que será envelhecido.

Tabela 4.3 – Temperatura, pressão e volume recomendados para testes de envelhecimento térmico na estufa Roller Oven.

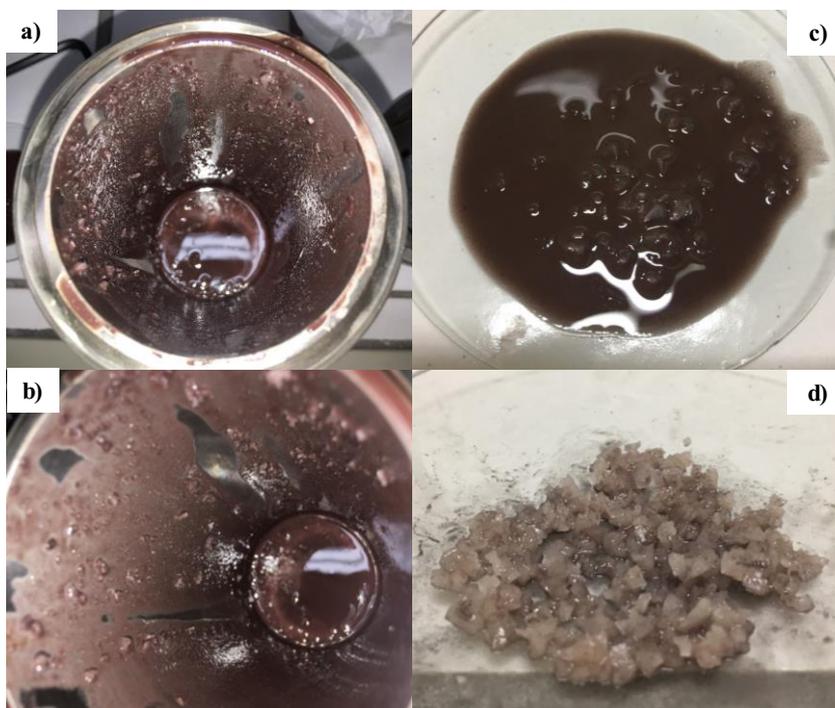
Temperatura (°C)	Pressão de vapor absoluta da água (bar)	Volume de amostra (mL)	Pressão aplicada sugerida (bar)
100	1,03	364	1,72
121	2,06	370	3,45
149	4,62	380	6,89
177	9,28	391	10,34
204	17,05	406	13,79

Fonte: Adaptado do Manual High Temperatura aging cell – Fann Instrument Company (2014).

Atualmente o Multilab LabReo-CERNN/UTFPR não possui o aparato necessário para realizar a pressurização da célula de envelhecimento. Diante do empecilho, testou-se três temperaturas de envelhecimento: 100, 150 e 175 °C por 16 horas e observou-se se houve alguma alteração que indicasse a evaporação ou mudanças na proporção óleo/água da emulsão do fluido de perfuração.

Para o teste a 175 °C observou-se a precipitação de cristais de cloreto de sódio da solução saturada de NaCl presente na composição do fluido de perfuração, conforme Figura 4.4.

Figura 4.4 – Precipitação de cristais de cloreto de sódio da solução saturada de NaCl presente na composição do fluido de perfuração. a) e b) Fluido de perfuração juntamente com os cristais de cloreto de sódio formados dentro da célula de envelhecimento. c) Fluido de perfuração e cristais de cloreto de sódio. d) Cristais de cloreto de sódio separados do fluido de perfuração



Fonte: Autor.

Sabe-se que a temperatura influencia na solubilidade dos sais, e a influência pode ser compreendida pelo princípio de *Le Chatelier* (Atkins e Paula, 2006; Elliott e Lira, 2012). Para uma solução saturada a absorção de calor implica em deslocamento do equilíbrio da solução, o que leva ao aumento da solubilidade do sal com a temperatura. Porém, quando a concentração de saturação da solução salina é ultrapassada, parte do soluto se separa da solução e precipita na forma de cristais sólidos, de modo a manter a solução saturada (Atkins e Paula, 2006). O processo é denominado como cristalização e só ocorre devido a supersaturação da solução. A

supersaturação é a força motriz do processo de cristalização e pode ser definida como a diferença entre a concentração real do soluto e a concentração de equilíbrio, isto é, a solubilidade na solução dada (Atkins e Paula, 2006; Elliott e Lira, 2012). A supersaturação e consequente cristalização de sais pode ocorrer de diversas formas:

1. Aquecimento e posterior resfriamento da solução;
2. Evaporação de parte do solvente;
3. Evaporação adiabática do solvente.

Logo, é necessário a pressurização da célula para realização de testes a 175 °C na estufa rotativa. A 150 e 100 °C não foi observado o fenômeno de precipitação de cristais de cloreto de sódio após o envelhecimento térmico. Assim, definiu-se a temperatura de 150 °C por 16 horas para realização dos ensaios de envelhecimento térmico, pois não foi identificada evaporação ou mudanças na proporção óleo/água da emulsão do fluido de perfuração.

4.2.2 Reometria

Para realização dos experimentos reológicos em pressão atmosférica foi utilizado o reômetro rotacional Anton Paar MCR 702TD, ilustrado na Figura 4.5 (a). O torque mínimo do reômetro é de $1 \cdot 10^{-9}$ Nm. O reômetro apresenta motores inferiores e superiores separados, permitindo a rotação da geometria superior e/ou inferior, com controle direto do torque ou da rotação, apresentando controle de tensão e de deformação. A temperatura do reômetro é controlada a partir do sistema de convecção baseado em sistema eletrônico Peltier, com auxílio de banho termostático. O forno de convecção pode operar na faixa de temperatura de -20 a 180 °C, sendo que a taxa máxima de aquecimento é de 18 °C/min e a taxa máxima de resfriamento é de 10 °C/min. As especificações técnicas do reômetro são apresentadas na Tabela 4.4.

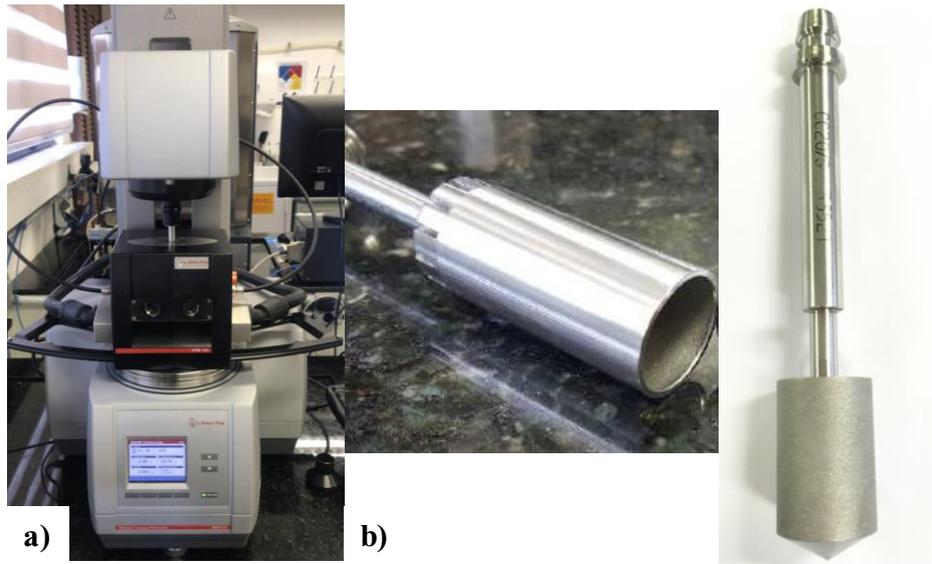
Tabela 4.4 – Especificações técnicas do reômetro Anton Paar MCR 702TD.

Parâmetros	Valores	Unidade
Máximo Torque	$2,3 \cdot 10^{-1}$	Nm
Torque mínimo (rotação)	$1 \cdot 10^{-9}$	Nm
Torque mínimo (oscilação)	$5 \cdot 10^{-10}$	Nm
Velocidade angular mínima	$1 \cdot 10^{-9}$	rad/s
Velocidade angular máxima	314	rad/s
Faixa de força normal	0,005 a 50	N
Resolução da força normal	$5 \cdot 10^{-7}$	N

Fonte: Adaptado do Manual do Reômetro MCR 702TD – Anton Paar.

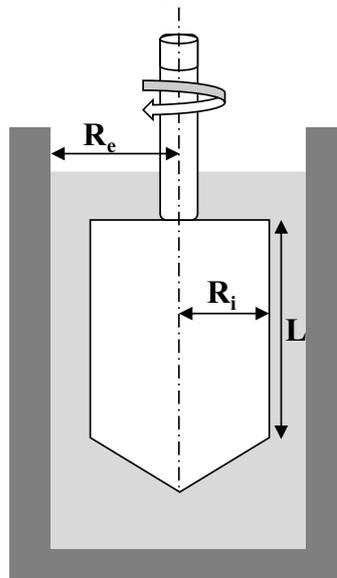
Para execução dos testes reológicos em pressão atmosférica e com temperatura, foi utilizada a geometria de cilindros coaxiais jateados, ilustrada na Figura 4.5 (b). O cilindro externo possui raio de 11mm e o cilindro interno possui raio de 10mm e conseqüentemente espaçamento ou em inglês *gap* (diferença entre o raio externo e interno) de 1 mm, conforme ilustra a Figura 4.6.

Figura 4.5 – a) Reômetro Anton Paar MCR 702TD; b) Geometria de cilindros coaxiais jateados.



Fonte: Autor.

Figura 4.6 – Ilustração da geometria de cilindro coaxiais.



Fonte: Autor.

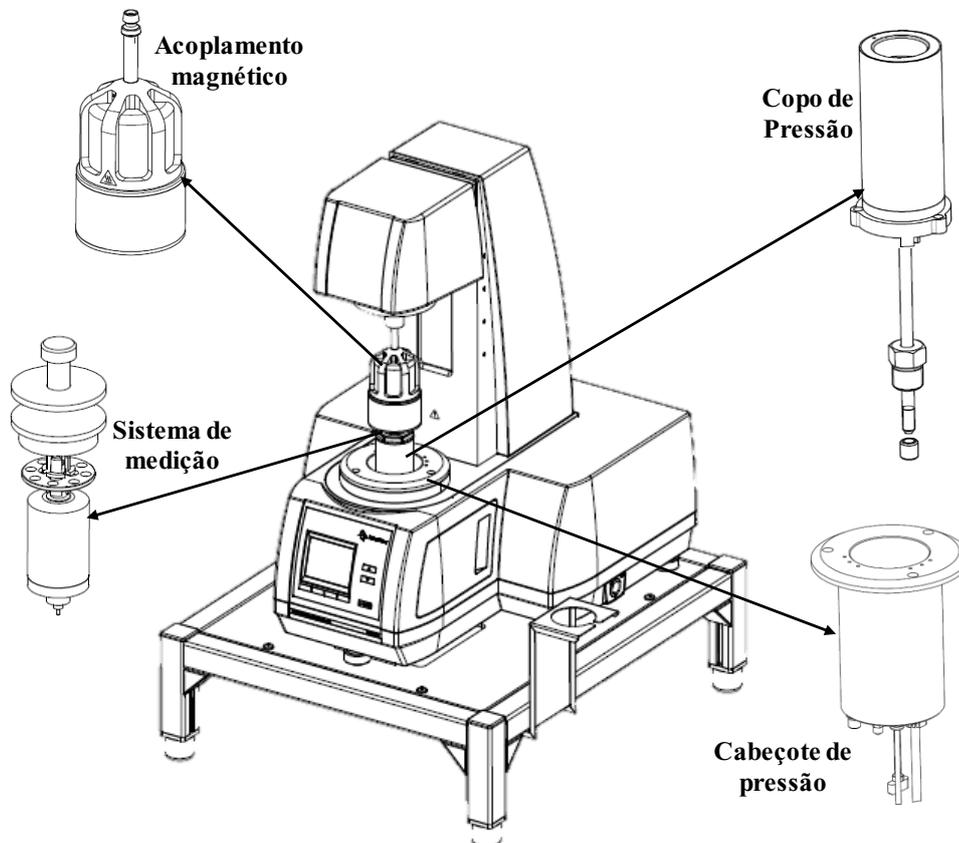
4.2.3 Reometria em Condições de Alta Pressão e Alta Temperatura

Para os testes com alta pressão e alta temperatura também foi utilizado o reômetro Anton Paar MCR 702TD acoplado com o sistema de célula de pressão modelo C-ECT300/PR1000 do mesmo fabricante, conforme Figura 4.7. A célula de pressão opera na faixa de 1 até 1000 bar, (a fonte de pressurização é externa com bombas de alta pressão para líquidos) e temperaturas ambiente (± 25 °C) a 300 °C. O aquecimento é feito por controle elétrico e é integrado ao copo de pressão, já o resfriamento é realizado com ar comprimido. A máxima taxa de aquecimento é de 30 °C/min e a taxa máxima de resfriamento é de 3 °C/min.

O dispositivo C-ETD 300/PR 1000, ilustrado na Figura 4.7 consiste em:

- Acoplamento magnético: transfere o torque do acionamento de medição para o cilindro de medição montado no copo de pressão;
- Cabeçote de pressão: sela a célula para que a pressão fique estancada;
- Sistema de medição: consiste no cilindro de medição;
- Copo de pressão: o copo de pressão retém a amostra. A conexão para a fonte de pressão é montada sob o copo de pressão.

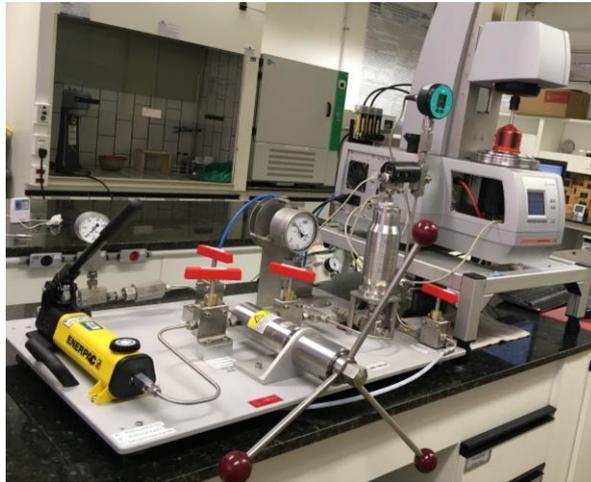
Figura 4.7 – Ilustração do dispositivo C-ETD 300/PR 1000.



Fonte: Adaptado do Manual de Instrução C-ETD 300/ PR 1000 da Anton Paar.

O torque que atua no rotor é transmitido a partir do acionamento do reômetro por meio de embreagem magnética. O campo magnético é gerado por dois ímãs, o ímã interno localizado na geometria de medição e o ímã externo conectado ao eixo da cabeça de medição do reômetro. A Figura 4.8 ilustra o copo magnético (cabeça de medição) e a geometria de medição. As especificações técnicas da célula de pressão são as mesmas do reômetro MCR 702TD (Tabela 4.3), exceto dois parâmetros: torque mínimo, agora de $4 \cdot 10^{-4}$ Nm e a resolução da força normal que é $2 \cdot 10^{-5}$ N.

Figura 4.8 – Célula de pressão e reômetro da Anton Paar.



Fonte: Autor.

Para realização dos ensaios reológicos com fluido de perfuração foi utilizada a geometria de cilindros coaxiais perfilada (ranhuras na horizontal), no qual possui raio externo de 15mm e raio interno de 14mm e conseqüentemente *gap* de 1 mm. A Figura 4.10 ilustra a geometria cilíndrica perfilada.

Figura 4.9 – Cabeça de medição do reômetro e geometria de medição do reômetro acoplado com a célula de pressão da Anton Paar.



Fonte: Autor.

Figura 4.10 – Geometria de cilindros coaxiais perfilada.



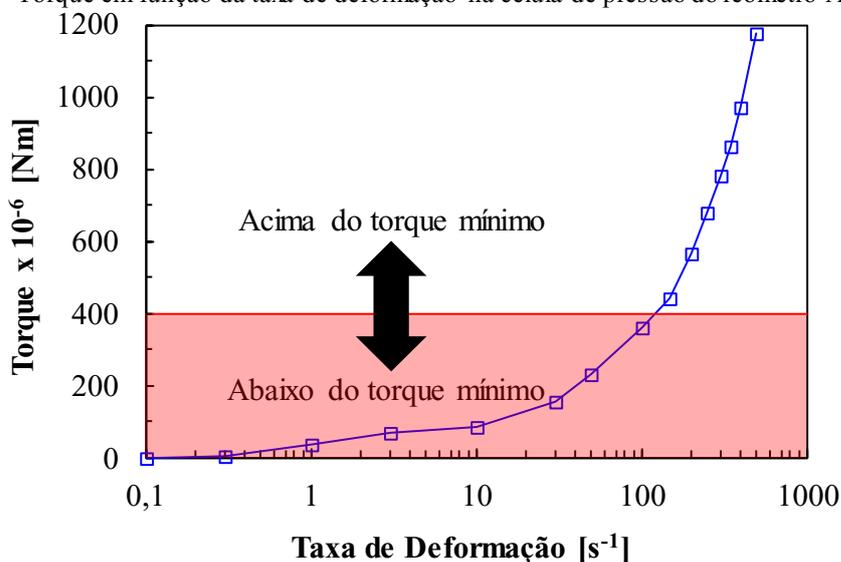
Fonte: Autor.

4.2.3.1 Testes de Validação da Célula de Pressão

Como mencionado o torque mínimo do reômetro com o sistema de célula de pressão é superior ao torque mínimo do reômetro na configuração normal. Com o objetivo de verificar a faixa de operação confiável, foram realizados testes na célula de pressão na temperatura de 25 °C em pressão atmosférica, e o torque foi analisado em função de diferentes taxas de deformações (500 até 0,1 s⁻¹). Utilizou-se o fluido de perfuração em estudo para realização do teste de calibração, pois de acordo com o fabricante a viscosidade do material influencia nos valores máximos e mínimos de taxas de deformação que podem ser aplicados para os ensaios reológicos com pressão. A validação dos resultados obtidos com célula de pressão foi realizada comparando a curva de escoamento do fluido de perfuração obtida com a configuração normal do reômetro e com a célula a pressão ambiente nas temperaturas de 25 e 70 °C.

A Figura 4.11 apresenta o resultado dos valores de torque obtidos em função de diferentes taxas de deformação para o fluido de perfuração olefínico.

Figura 4.11 – Torque em função da taxa de deformação na célula de pressão do reômetro Anton Paar.

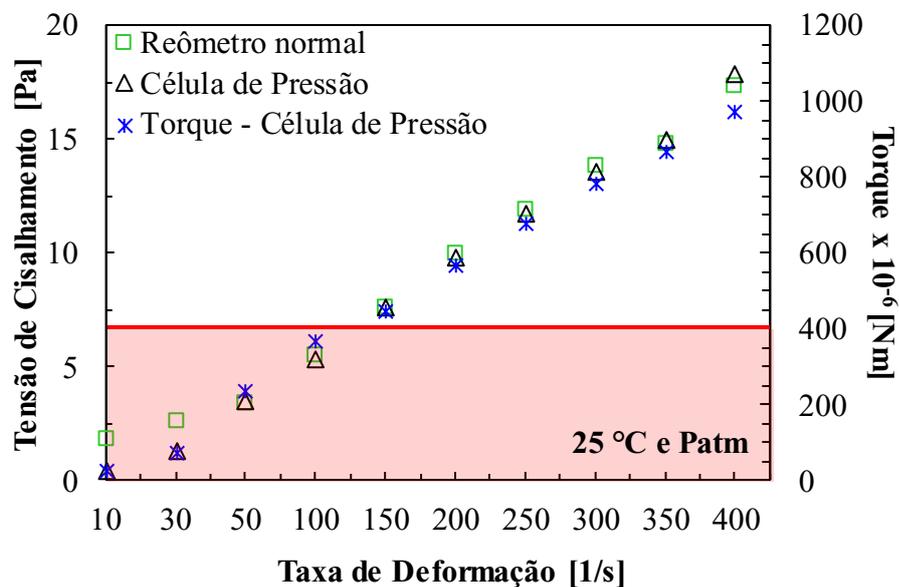


Fonte: Autor.

Para estabelecimento da condição de equilíbrio, admitiu-se que o regime permanente foi alcançado quando os últimos cem pontos obtidos em cada patamar apresentaram uma diferença menor do que 5 % no torque medido. Observando a Figura 4.11 nota-se que para taxas de deformação inferiores a 100 s^{-1} , o torque medido é inferior ao torque mínimo do reômetro, comprometendo a confiabilidade dos resultados.

A Figura 4.12 apresenta a curva de escoamento do fluido de perfuração olefínico na temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e pressão atmosférica, construída impondo patamares de taxas de deformação variando de 400 a 10 s^{-1} obtidas no reômetro Anton Paar com a configuração habitual e com o aparato da célula de pressão. Admitiu-se que o regime permanente foi alcançado quando os cem últimos pontos obtidos em cada patamar apresentaram diferença menor do que 5 % na tensão de cisalhamento. Cada teste foi realizado em triplicata e a média das tensões de cisalhamento obtidas em cada repetição, bem como a diferença e o desvio padrão entre os testes realizados nas duas configurações do reômetro são apresentados na Tabela 4.5.

Figura 4.12 – Curva de escoamento do fluido de perfuração olefínico a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e pressão atmosférica obtidas no reômetro Anton Paar na configuração habitual e com o aparato da célula de pressão.



Fonte: Autor.

Tabela 4.5 – Tensões de cisalhamento obtidas a 25 °C e pressão atmosférica obtidas no reômetro Anton Paar na configuração habitual e com o aparato da célula de pressão.

Taxa de Deformação (s⁻¹)	Tensão de Cisalhamento – Reômetro configuração habitual (Pa)	Tensão de Cisalhamento – Reômetro com aparato da célula de pressão (Pa)	Diferença (%)	Desvio padrão
400	17,35	17,81	2,60	± 0,27
350	14,75	14,95	1,35	± 0,10
300	13,84	13,52	2,34	± 0,16
250	11,84	11,68	1,36	± 0,08
200	9,92	9,74	1,79	± 0,09
150	7,58	7,60	0,26	± 0,01
100	5,44	5,30	2,62	± 0,07
50	3,33	3,46	4,01	± 0,07
30	2,58	1,24	52,10	± 0,67
10	1,78	0,40	77,75	± 0,69

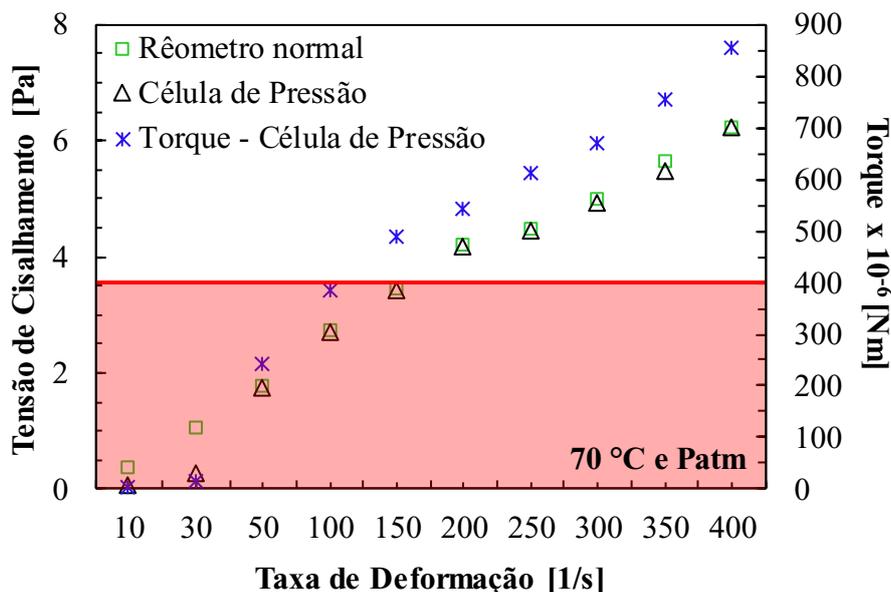
Fonte: Autor.

Analisando a Figura 4.12 e a Tabela 4.5 observa-se que a diferença entre os valores obtidos com o reômetro com e sem célula de pressão até a taxa de deformação de 50 s⁻¹ é inferior a 5%. Para as taxas de 30 e 10 s⁻¹, a diferença aumenta consideravelmente aproximando-se de 80%. Dessa forma, constata-se a inconfiabilidade dos resultados com o aparato de célula de pressão para taxas de deformação inferiores a 50 s⁻¹ com o fluido utilizado. Com o objetivo de verificar mais uma vez a confiabilidade dos resultados, repetiu-se o procedimento de obtenção da curva de escoamento a 25 °C e pressão atmosférica utilizando as duas configurações do reômetro (com e sem célula de pressão), porém na temperatura de 70 °C e pressão atmosférica.

A Figura 4.13 mostra a curva de escoamento do fluido de perfuração olefínico na temperatura de 70 °C em pressão atmosférica construída impondo patamares de taxas de deformação variando de 400 a 10 s⁻¹ obtidas no reômetro Anton Paar com a configuração habitual e com o aparato da célula de pressão. A Tabela 4.6 apresenta as médias das tensões de cisalhamento obtidas nas três repetições dos testes, bem como a diferença e o desvio padrão entre os testes realizados nas duas configurações do reômetro.

Ao analisar a Figura 4.13 e a Tabela 4.6 observa-se que os valores obtidos com o reômetro na configuração normal e com a célula de pressão na temperatura constante de 70 °C em pressão atmosférica é inferior a 3% até a taxa de deformação de 50 s⁻¹. Para as taxas de 30 e 10 s⁻¹ a diferença aumenta bruscamente.

Figura 4.13 – Curva de escoamento do fluido de perfuração olefínico a 70 °C e pressão atmosférica obtidas no reômetro Anton Paar na configuração habitual e com o aparo da célula de pressão.



Fonte: Autor.

Tabela 4.6 – Tensões de cisalhamento obtidas a 70 °C e pressão atmosférica obtidas no reômetro Anton Paar na configuração habitual e com o aparato da célula de pressão.

Taxa de Deformação (s ⁻¹)	Tensão de Cisalhamento – Reômetro configuração habitual (Pa)	Tensão de Cisalhamento – Reômetro com aparato da célula de pressão (Pa)	Diferença (%)	Desvio padrão
400	6,24	6,26	0,27	0,01
350	5,65	5,51	2,59	0,07
300	5,00	4,94	1,29	0,03
250	4,49	4,46	0,65	0,01
200	4,21	4,19	0,54	0,01
150	3,47	3,44	0,93	0,02
100	2,74	2,70	1,32	0,02
50	1,80	1,75	2,91	0,03
30	1,08	0,27	298,83	0,41
10	0,39	0,07	428,86	0,16

Fonte: Autor.

Através dos resultados obtidos, foram planejados e executados os protocolos dos ensaios com a célula de pressão aplicando taxas de deformação entre 500 e 50 s⁻¹. Apesar do torque nas taxas de 100 e 50 s⁻¹ ter apresentado valores abaixo do torque mínimo no teste em pressão atmosférica e 25 °C, optou-se por aplicar ambas, pois a diferença entre os valores obtidos no reômetro com e sem célula de pressão nas temperaturas de 25 e 70 °C foram inferiores a 5%. Além disso, com a aplicação da pressão, espera-se que a viscosidade do fluido aumente. Conseqüentemente, o torque medido para uma mesma taxa será maior e os valores máximos e mínimos das taxas de deformação que podem ser aplicados também crescem, melhorando, assim, a confiabilidade nos resultados.

4.3 Testes Experimentais

Nesta seção são detalhados os procedimentos experimentais dos testes de envelhecimento térmico e reológicos executados e avaliados no trabalho. Os resultados obtidos com cada procedimento são apresentados no Capítulo 5.

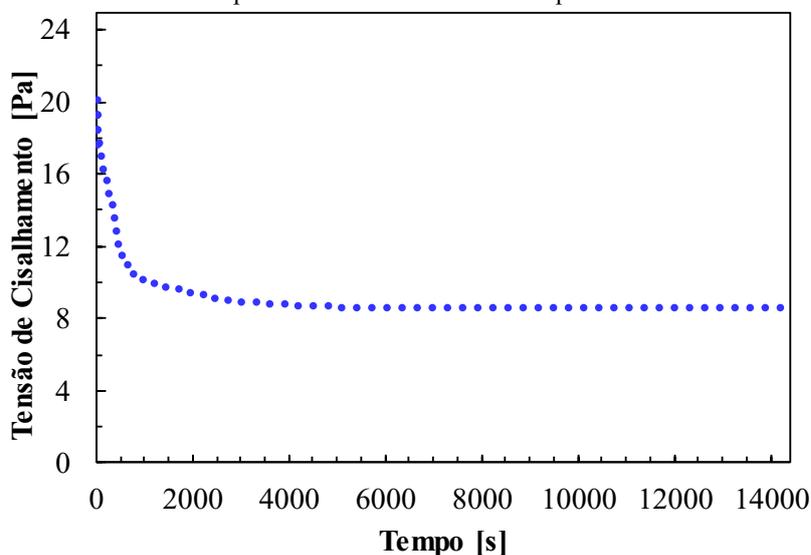
4.3.1 Avaliação da Estabilidade Térmica do Fluido de Perfuração na Temperatura Máxima dos Testes em Pressão Atmosférica no Reômetro

Antes de iniciar o planejamento dos ensaios reológicos verificou-se a estabilidade térmica do fluido de perfuração na temperatura máxima possível de aplicação dos testes em pressão atmosférica. A temperatura máxima dos ensaios reológicos deve ser abaixo do ponto de fulgor do fluido de perfuração, que de acordo com a Ficha de Informação de Segurança para Produtos Químicos – FISPQ do fluido olefínico é superior a 90 °C em pressão atmosférica. Com esta informação, definiu-se como 85 °C a temperatura máxima dos testes em pressão atmosférica.

A verificação da estabilidade do fluido em 85 °C foi realizada através de teste no reômetro aplicando taxa de deformação constante de 100 s⁻¹ durante 4 horas na temperatura constante de 85 °C. Ao longo do teste, foi observado o comportamento do fluido através das tensões de cisalhamento. Dessa forma, pôde-se avaliar se ocorre degradação térmica durante as quatro horas.

A Figura 4.14 apresenta as tensões de cisalhamento medidas em função do tempo do teste na temperatura constante de 85 °C.

Figura 4.14 – Tensão de cisalhamento em função do tempo do teste para patamares de taxa de deformação de 100 s⁻¹ na temperatura constante de 85 °C e pressão atmosférica.



Fonte: Autor.

Observa-se na Figura 4.14 que a tensão de cisalhamento diminuiu nos primeiros 3600 segundos de teste e em sequência permaneceu praticamente constante até a finalização do ensaio, evidenciando a estabilidade térmica do fluido de perfuração a 85 °C por mais de 14000 segundos (4 horas). Além disso, ao final do teste não foram identificadas evidências visuais de degradação. A partir da análise definiu-se que os testes reológicos do trabalho podem ter duração de até 4 horas na temperatura constante de 85 °C sem efeitos significativos de degradação térmica.

4.3.2 Envelhecimento Térmico

Os testes de envelhecimento térmico têm por objetivo simular as condições ambientais a serem encontradas pelo fluido de perfuração no poço para verificar a estabilidade térmica do fluido. O envelhecimento térmico é realizado principalmente para:

- Simular condições de fundo de poço que ocorre no espaço anular;
- Verificar as reações químicas que ocorrem em fluidos de perfuração nas condições de fundo do poço e determinar o tempo para que as reações atinjam o equilíbrio sob temperaturas de interesse;
- Determinar a estabilidade de aditivos para fluidos de perfuração, como diluentes e coloides orgânicos;
- Determinar a estabilidade térmica de fluidos de perfuração, como fluidos de perfuração de emulsão ou emulsão inversa à base óleo.

Para o teste de envelhecimento em 150 °C, conforme definido na seção 4.2.1, o fluido de perfuração foi inserido na célula de envelhecimento e em seguida, a célula foi fechada hermeticamente e então colocada no forno de rolos, já pré-aquecido em 150 °C, no qual foi submetido ao calor e agitação por 16 horas. Após, o forno foi desligado e a célula de envelhecimento foi retirada para resfriamento em temperatura ambiente. Após 24 horas de resfriamento a célula foi aberta e o fluido foi retirado da célula de envelhecimento e armazenado em recipientes de vidro para posterior realização de testes no reômetro.

O fluido envelhecido será denominando como FPE (fluido de perfuração envelhecido) ao longo da dissertação. Já o fluido não envelhecido será denominado como FPN (fluido de perfuração não envelhecido).

4.3.3 Ensaios Reológicos em Pressão Atmosférica

Inicialmente foram realizados os testes reológicos nas temperaturas de 4, 25, 40, 55, 70 e 85 °C e pressão atmosférica no reômetro Anton Paar, conforme descrito na seção 4.2.2. Baseando-se nos objetivos específicos do trabalho, apresentados na seção 3.3, foram feitos ensaios para obtenção das curvas de escoamento em diferentes temperaturas para o FPN e para o FPE. Além disso, testes de reinício de escoamento para o FPN e para o FPE foram realizados com o objetivo de verificar a influência do histórico térmico na TLE estática. Os protocolos dos ensaios estão descritos nas próximas seções.

4.3.3.1 Curvas de Escoamento

O comportamento e as propriedades dos fluidos de perfuração podem variar em função da taxa de deformação, da temperatura e da pressão. Desse modo, é necessário conhecer as propriedades reológicas do fluido de perfuração durante o processo de perfuração, pois o fluido é submetido a uma variedade de taxas de deformação, temperaturas e pressões (Caenn et al., 2017). Uma das formas de conhecer o comportamento do fluido de perfuração é obtendo a curva de escoamento, definida como a dependência da tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação (Coussot e Gaulard, 2005).

A curva de escoamento é definida pelas tensões de cisalhamento de equilíbrio para o conjunto de taxas de deformação. O experimento pode ser feito impondo-se séries de patamares de taxas de deformação ou de tensões de cisalhamento por tempo suficiente para que a reposta do material entre em regime permanente (Coussot e Gaulard, 2005). Sugere-se realizar o experimento das maiores para as menores taxas de deformação para desestruturar completamente o material nas taxas mais altas, favorecendo a obtenção do regime permanente nas taxas mais baixas, principalmente se o material apresentar tixotropia (Da Cruz et al., 2002; Divoux et al., 2013)

A Figura 4.15 apresenta o protocolo 1 utilizado para obtenção das curvas de escoamento. O teste inicia-se com a estabilização da temperatura em 25 °C por 2 minutos. Em seguida realiza-se um teste oscilatório com varredura de tensão com frequência de 1,0 Hz, amplitude de tensão variando de 0,1 até 100 Pa e aquisição de 20 pontos por década. Esse teste é realizado antes e após a obtenção da curva de escoamento com o objetivo de verificar se os processos de aquecimento, cisalhamento e resfriamento alteram o comportamento estrutural do fluido, pois pode-se assim comparar o módulo de armazenamento G' e o módulo de dissipação

G'' no início e ao final das etapas do protocolo. Desta maneira, é possível avaliar a estabilidade, bem como as possíveis alterações e ou degradações na estrutura do fluido de perfuração.

Após a realização do teste oscilatório, o fluido de perfuração é aquecido e/ou resfriado na temperatura do teste e posteriormente é mantido em repouso estático de 5 minutos para estabilização da temperatura. Para o FPN foram obtidas curvas de escoamento nas temperaturas de 4, 25, 40, 55, 70 e 85 °C, já para o FPE nas temperaturas 25, 55 e 85 °C. A fim de que todos os ensaios nas diferentes temperaturas durassem o mesmo tempo, minimizando possíveis degradações da amostra, os tempos de aquecimento e resfriamento da amostra no reômetro foram uniformizados. A Tabela 4.7 apresenta as taxas de aquecimento e resfriamento utilizadas em cada teste.

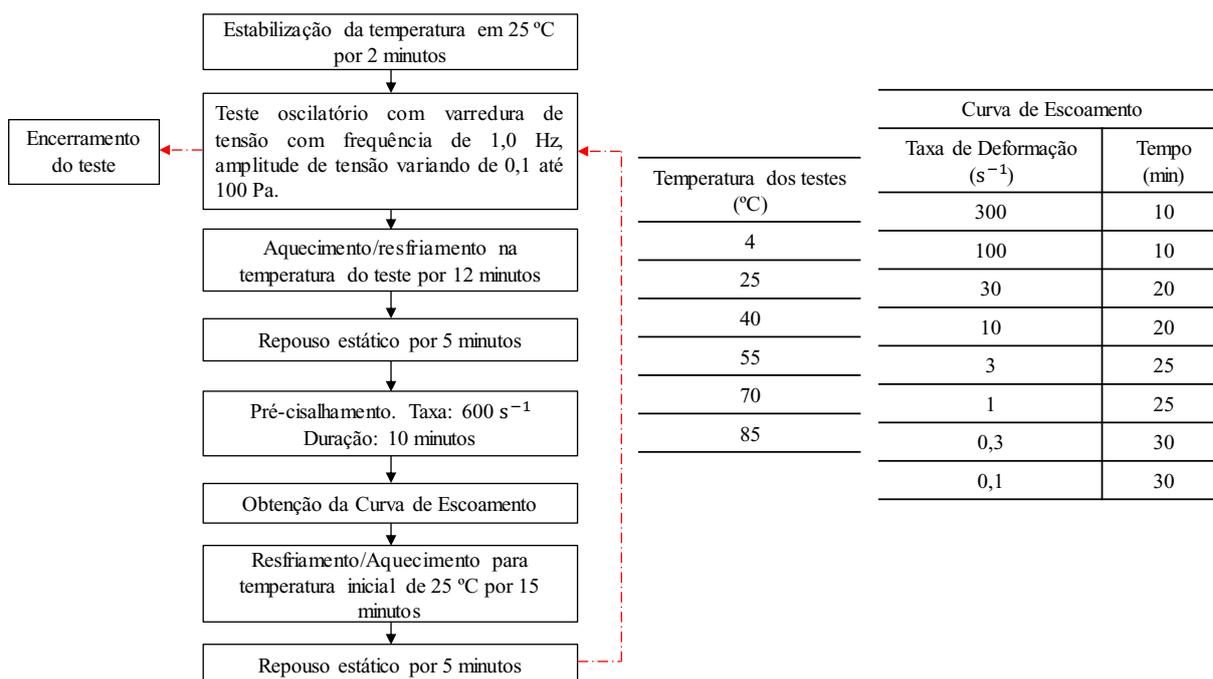
Tabela 4.7 – Taxas de aquecimento e resfriamento aplicadas nos ensaios para obtenção de curvas de escoamento em diferentes temperaturas.

Temperatura do teste (°C)	Taxas de aquecimento (°C/min)	Tempo de aquecimento (min)	Taxas de resfriamento (°C/min)	Tempo de resfriamento (min)
4	1,7	12	1,4	15
40	1,2	12	1,0	15
55	2,0	12	2,0	15
70	3,7	12	3,0	15
85	5,0	12	4,0	15

Fonte: Autor.

Após o repouso estático, o fluido é pré-cisalhado por 10 minutos e inicia-se o processo de obtenção da curva de escoamento por patamares de taxa de deformação. Ao encerrar o processo, o fluido é então resfriado e mantido por 5 minutos na temperatura de 25 °C e por fim, novamente, é realizado o teste oscilatório de varredura de tensão.

Figura 4.15 – Protocolo 1 para obtenção das curvas de escoamento do FPN e do FPE em diferentes temperaturas.



Fonte: Autor.

4.3.3.2 Reinício de Escoamento

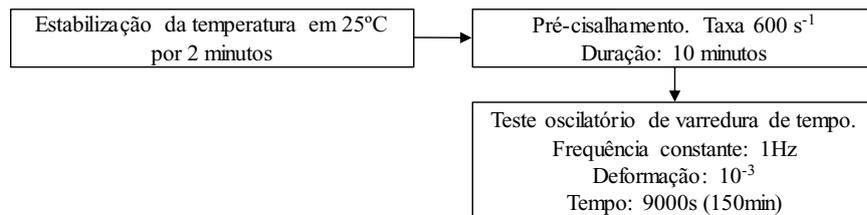
A partir de testes de reinício de escoamento pode-se determinar a tensão limite de escoamento estática. Os testes de reinício consistem em impor uma taxa de deformação constante após determinado tempo de repouso. A TLE estática é uma das propriedades reológicas de grande interesse da indústria petrolífera, pois o fluido de perfuração gelifica após paradas na circulação, desenvolvendo uma microestrutura ao longo do tempo que deve ser quebrada para a retomada do escoamento (Caenn et al., 2017). Os testes de reinício de escoamento foram realizados com o reômetro Anton Paar na configuração, conforme descrito na seção 4.2.2, o qual é capaz de controlar diretamente a taxa de deformação.

Garrison (1939) sugere que a TLE estática de fluidos de perfuração deva ser analisada após vários tempos de repouso. Para definição dos tempos de repouso, um teste oscilatório de varredura de tempo pode ser feito, pois segundo Fernandes et al. (2016), com o teste oscilatório de varredura de tempo com pequenas deformações é possível verificar as modificações estruturais do material ao longo do tempo. Quando G' alcança um valor em regime permanente, ou seja, não varia mais ao longo do tempo, entende-se que o material está completamente estruturado. Dessa forma, o monitoramento do módulo de armazenamento ao longo do tempo é um método confiável para avaliar a recuperação tixotrópica do material (Coussot et al., 2002), além de ser adequado na avaliação de outros fenômenos dependentes do tempo, como decantação de sólidos, separação de fases e ressecamento de amostra (Coussot et al., 2002). Por

esse motivo, o teste oscilatório de varredura no tempo foi feito para determinar os tempos de repouso necessários para a completa reestruturação das amostras de FPN e FPE.

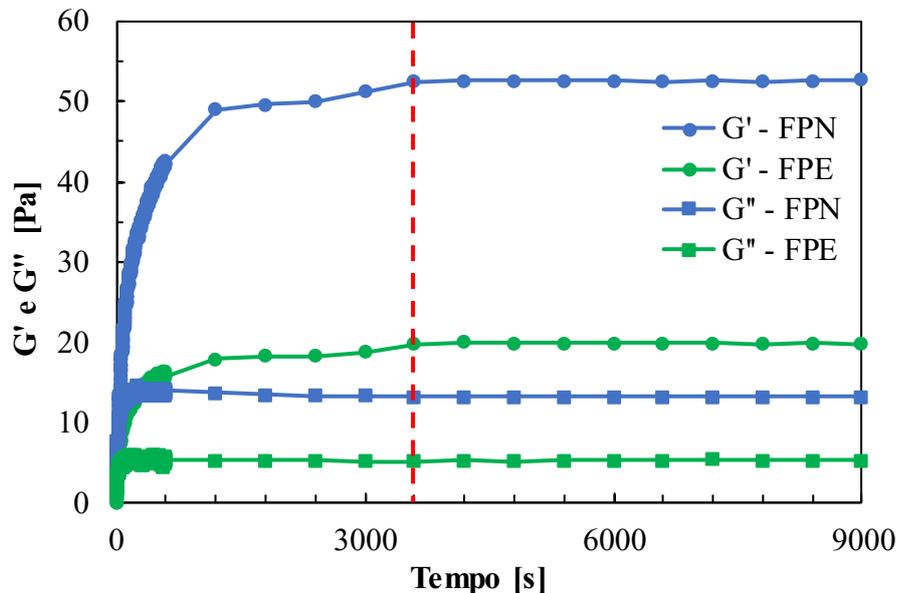
O ensaio foi realizado conforme o protocolo 2 apresentado na Figura 4.16. O módulo de armazenamento e de dissipação do FPN e FPE estão apresentados em função do tempo na Figura 4.17.

Figura 4.16 – Protocolo 2 dos testes oscilatórios de varredura de tempo.



Fonte: Autor.

Figura 4.17 – Módulo de Armazenamento e de Dissipação em função do tempo do FPN e FPE.



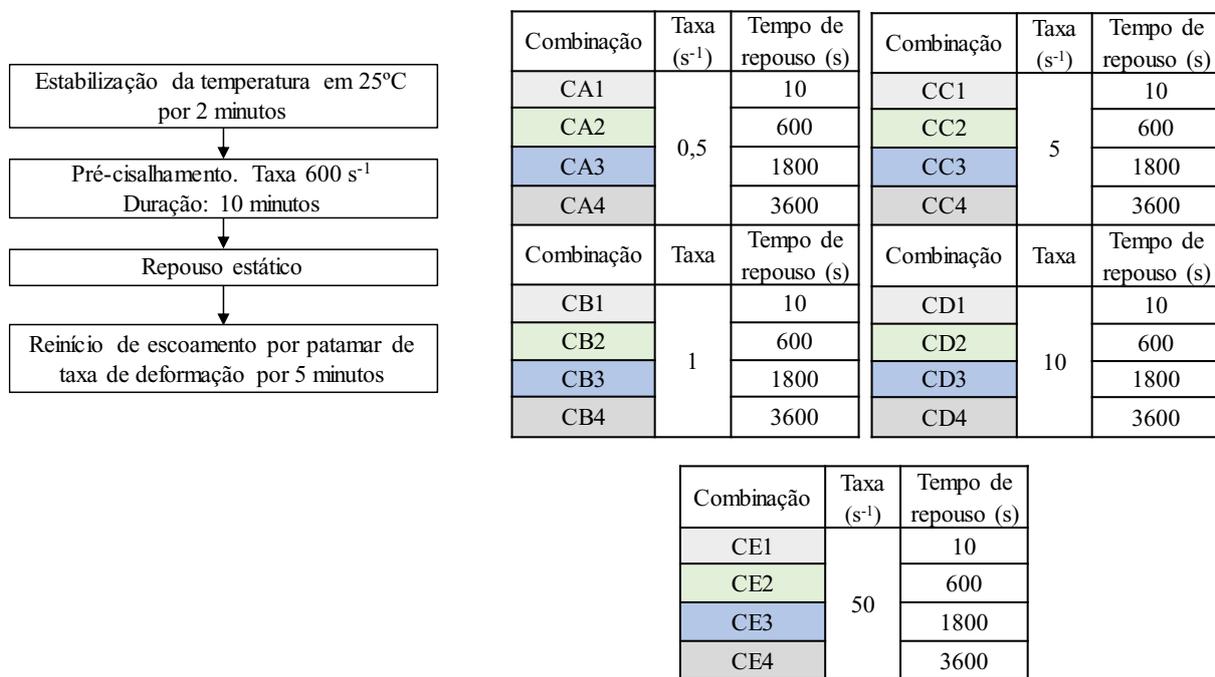
Fonte: Autor.

Ao analisar a Figura 4.17 observa-se que o módulo de armazenamento para ambas as amostras (FPN e FPE) aumenta até atingir um valor em regime permanente. O patamar ocorre em aproximadamente 3600 segundos para as duas amostras. Ou seja, é o tempo suficiente para completa reestruturação das amostras. Contudo, observa-se que, para a condição totalmente estruturada, tanto o módulo de armazenamento como de dissipação do FPN é quase três vezes o do FPE, sendo os valores de G' aproximadamente 53 Pa para o FPN e 20 Pa e os valores de G'' aproximadamente 13 Pa para o FPN e 5 Pa para o FPE. Tal resultado indica a influência do histórico térmico nas características elástica e viscosa do fluido de perfuração, evidenciando a

importância de avaliar a influência do histórico térmico que o fluido de perfuração possui na determinação das suas propriedades reológicas.

Os testes de reinício de escoamento foram feitos conforme Protocolo 3 ilustrado na Figura 4.18. Foram avaliados tempos de repouso de 10 segundos, 10, 30 e 60 minutos e utilizados patamares de taxa de deformação variando de 0,1 a 50 s⁻¹, cada patamar com 5 minutos. As combinações CA, CB, CC, CD e CE apresentadas na Figura 4.18, representam a combinação de tempo de repouso e de taxa de deformação utilizada no teste. Todos os testes foram realizados em duplicatas para verificar a repetibilidade dos resultados.

Figura 4.18 – Protocolo 3 dos ensaios de reinício de escoamento para as amostras de FPN e FPE.



Fonte: Autor.

A TLE foi registrada no ponto no qual ocorreu a tensão máxima de cisalhamento, definida como tensão de pico τ_P e a respectiva deformação de pico γ_P . Tanto a tensão como a deformação de pico estão relacionadas ao limite de escoamento estático, pois evidenciam os valores necessários para iniciar o escoamento indicando a transição entre os comportamentos elástico e viscoso (Chang et al., 1998; Fernandes et al., 2017; Wendt, 2020).

Para cada teste de reinício de escoamento utilizou-se sempre uma nova amostra, tanto de FPN como de FPE a fim de garantir que o procedimento de preparação da amostra seja sempre o mesmo e que a condição inicial da estrutura do material seja semelhante ou a mesma para todos os ensaios.

É importante ressaltar que os dados experimentais extraídos dos testes de reinício de escoamento por patamares de taxa de deformação apresentam oscilações peculiares ao experimento e à coleta de dados no reômetro muitas vezes não representa o comportamento real do material. Por esse motivo, é necessário filtrar os dados experimentais obtidos. A filtragem foi realizada através do cálculo da média móvel dos dados experimentais no programa Excel.

4.3.4 Ensaios Reológicos em Condições de Alta Pressão e Alta Temperatura

Os ensaios reológicos em condições de alta pressão e alta temperatura foram realizados no reômetro Anton Paar juntamente com o sistema de célula de pressão, conforme descrito na seção 4.2.3. Baseando-se nos objetivos específicos do trabalho, apresentados na seção 3.3, foram realizados ensaios para obtenção das curvas de escoamento em diferentes temperaturas e pressões. Devido ao grande número de dados e variáveis que estão envolvidos na análise reológica em condições HPHT, aplicou-se a metodologia de planejamento fatorial como forma de verificar a influência e os efeitos dos fatores na variável resposta, assim como as interações entre as variáveis e com o objetivo de otimizar a quantidade de ensaios experimentais.

Planejamentos fatoriais são extremamente úteis quando se tem duas ou mais variáveis independentes (fatores) e pretende-se medir os efeitos e/ou influências das variáveis na resposta do processo. Além disso, o planejamento fatorial permite uma combinação de todas as variáveis em todos os níveis (Box et al., 1978). O usual é realizar o planejamento com dois níveis ou no máximo três. A representação do planejamento fatorial em dois níveis é 2^k , no qual 2 significa o número de níveis e k o número de fatores. O planejamento fatorial é a única maneira de prever a interação entre os fatores (Antony et al., 1998).

O planejamento fatorial 2^k utiliza k fatores analisados em 2 níveis. No caso de se ter 4 variáveis, $2^4 = 16$, significando que 16 experimentos devem ser realizados. Os níveis são chamados de baixo e alto, sendo representados, por convenção, como (-) e (+), respectivamente. Em planejamento de experimentos é muito comum trabalhar com as variáveis escalonadas ou codificadas, em que seus valores originais são convertidos em -1 e $+1$ para os níveis inferior (baixo) e superior (alto), respectivamente (Box et al., 1978; Antony et al., 1998). O escalonamento é feito conforme as Equações 4.1:

$$x_i^- = \frac{X_i^- - \bar{X}_i}{\frac{X_i^+ - X_i^-}{2}} = -1 \quad x_i^+ = \frac{X_i^+ - \bar{X}_i}{\frac{X_i^+ - X_i^-}{2}} = +1 \quad (4.1)$$

no qual X_i^- e X_i^+ representam os valores originais do fator i , nos níveis inferior e superior, \bar{X}_i representa o valor médio original entre os níveis superior e inferior do fator i . x_i^- e x_i^+ são as variáveis codificadas ou escalonadas.

O modelo de regressão utilizado para o planejamento fatorial com dois fatores é expresso conforme Equação (4.2):

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_{12} x_{12} + \varepsilon \quad (4.2)$$

sendo β_0 a média dos resultados, β_1 o efeito principal do fator x_1 , β_2 o efeito principal do fator x_2 , β_{12} o efeito da interação entre os fatores x_1 e x_2 , e ε o erro experimental.

A Equação (4.2) pode ser expressa em termos de variáveis escalonadas ou em termos das variáveis originais (Box et al., 1978; Antony et al., 1998).

O planejamento fatorial com dois níveis supõe linearidade nos efeitos dos fatores. Quando os termos de interação entre os fatores são adicionados, o modelo não é capaz de representar essas não linearidades existentes nos efeitos dos fatores (Antony et al., 1998). Logo, o modelo quadrático, chamado de modelo de superfície de resposta de segunda ordem, conforme a Equação (4.3), deve ser proposto:

$$y = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} x_i^2 + \sum_i \sum_j \beta_{ij} x_i x_j + \varepsilon \quad (4.3)$$

no qual β_0 , β_i , β_j e β_{ij} representam os coeficientes do polinômio, x_i e x_j são os fatores experimentais e ε é o erro experimental.

De modo a estimar todos os parâmetros do modelo – Equação (4.3), mais pontos devem ser adicionados ao planejamento fatorial de dois níveis. Esses pontos correspondem a pontos centrais, uma vez que não afetam as estimativas usuais dos efeitos (Box et al., 1978; Antony et al., 1998).

Assim, foi selecionado para o desenvolvimento do trabalho e condução dos testes reológicos o planejamento experimental 2^3 , com duas repetições no ponto central, resultando em onze ensaios experimentais. Três fatores foram selecionados: temperatura, pressão e taxa de deformação. As três repetições no ponto central foram feitas para dimensionar o grau de liberdade do erro experimental, além de avaliar a não linearidade do modelo. A Tabela 4.8 apresenta os fatores e os níveis originais, bem com os codificados e a Tabela 4.9 apresenta a matriz de planejamento dos experimentos reológicos.

Tabela 4.8 – Fatores e níveis dos parâmetros controlados (originais e codificados) do planejamento fatorial.

Níveis	Codificação	Temperatura (°C) – x ₁	Pressão (bar) – x ₂	Taxa de Deformação (s ⁻¹) – x ₃
Mínimo	-1	25	70	50
Central	0	70	550	250
Máximo	1	125	800	400

Fonte: Autor.

Tabela 4.9 – Matriz de planejamento dos experimentos reológicos.

Experimentos	Fatores de controle		
	x ₁	x ₂	x ₃
T1	0	0	0
T2	-1	1	1
T3	-1	-1	-1
T4	1	-1	1
T5	1	1	-1
T6	0	0	0
T7	1	1	1
T8	-1	1	-1
T9	1	-1	-1
T10	-1	-1	1
T11	0	0	0

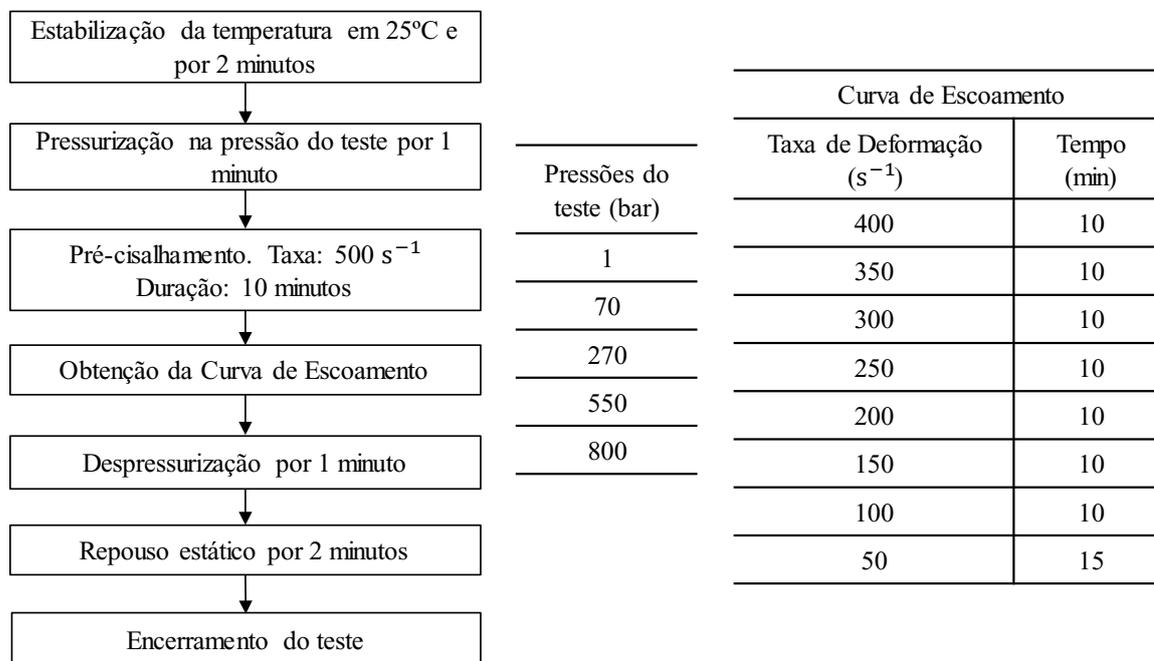
Fonte: Autor.

Para execução da matriz de experimentos os protocolos 4 e 5 apresentados nas Figuras 4.19 e 4.20 foram seguidos para a obtenção das curvas de escoamento nas diferentes combinações de pressões e temperaturas. Também foram obtidas curvas de escoamento nas pressões atmosférica e 270 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C. As taxas de deformação impostas para obtenção da curva de escoamento com a célula de pressão foram definidas de acordo com os testes de validação exibidos na seção 4.2.3.1.

Conforme pode-se observar na Figura 4.19, para os testes a 25 °C e em diferentes pressões, o ensaio inicia-se com a estabilização da temperatura em 25 °C por 2 minutos. Em seguida o fluido é pressurizado na pressão em que irá se realizar o teste. A pressurização é feita manualmente através de uma bomba manual a montante (até 700 bar) e uma bomba de eixo de alta precisão (até 1000 bar), conforme mostra a Figura 4.21. Na sequência o fluido é pré-cisalhado por 10 minutos, e então inicia-se o processo de obtenção da curva de escoamento por patamares de taxa de deformação. Ao encerrar o processo, o fluido é despressurizado e mantido estático por 2 minutos na temperatura de 25 °C e pressão atmosférica. Para os ensaios combinados com diferentes pressões e temperatura, conforme verifica-se na Figura 4.20, o protocolo segue os mesmos passos dos ensaios do protocolo apresentado na Figura 4.19, a diferença é que são adicionados os passos de aquecimento e posterior resfriamento. Vale

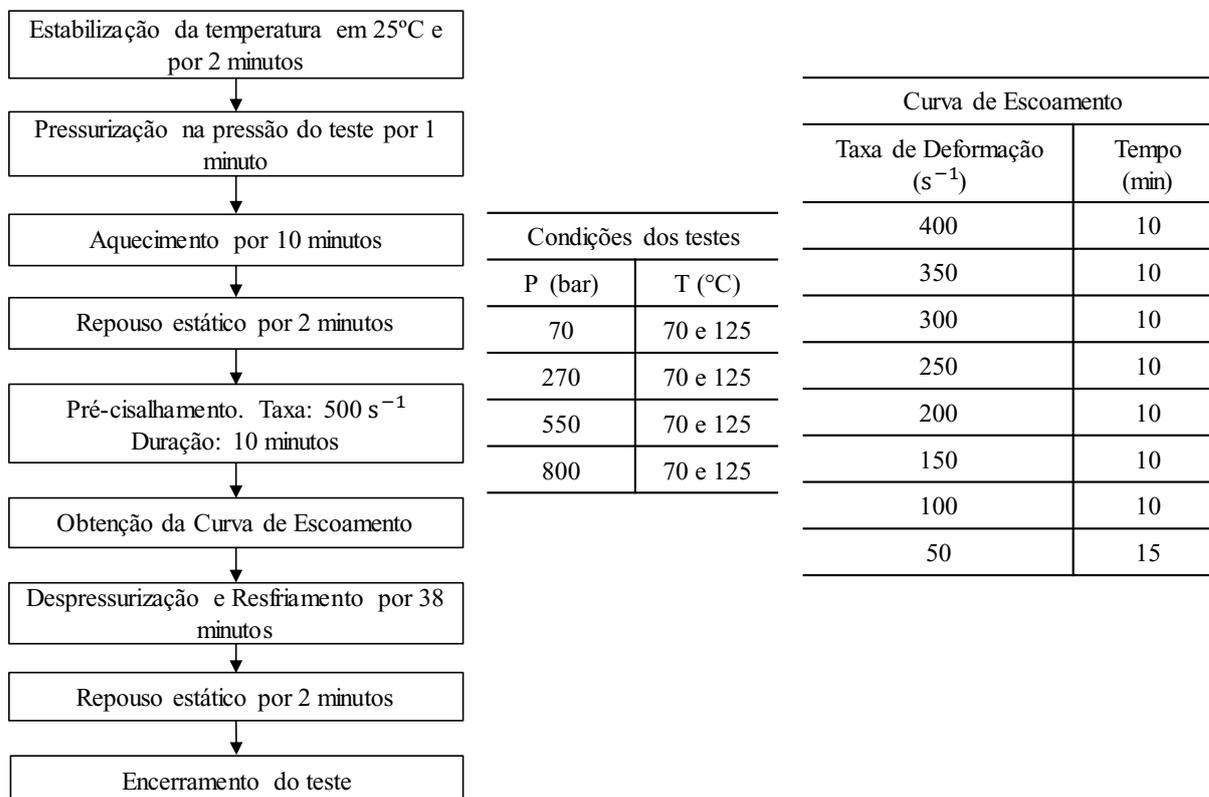
ressaltar que nos ensaios realizados com a célula de pressão a taxa mínima utilizada para a obtenção da curva de escoamento é 50 s^{-1} , conforme já explicado em detalhes na seção 4.2.3.1.

Figura 4.19 – Protocolo 4 para obtenção das curvas de escoamento na temperatura de 25°C e diferentes pressões.



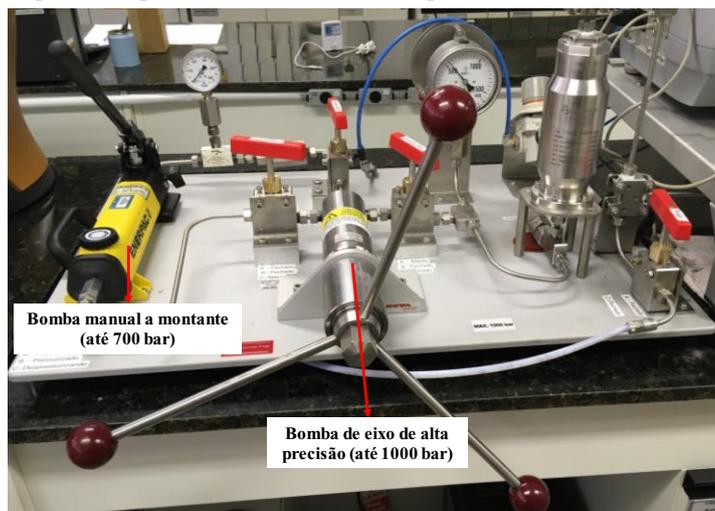
Fonte: Autor.

Figura 4.20 – Protocolo 5 para obtenção das curvas de escoamento em diferentes combinações de temperaturas e pressões.



Fonte: Autor.

Figura 4.21 – Aparato de pressurização da célula de pressão do reômetro Anton Paar.



Fonte: Autor.

A fim de que todos os ensaios nas diferentes condições de temperatura e pressão lograssem o mesmo tempo de duração, os tempos de aquecimento e resfriamento da amostra no reômetro foram uniformizados. A Tabela 4.10 apresenta as taxas de aquecimento e resfriamento utilizadas nos testes.

Tabela 4.10 – Taxas de aquecimento e resfriamento aplicadas nos ensaios para obtenção de curvas de escoamento em diferentes temperaturas e pressões.

Temperatura do teste	Taxas de aquecimento (°C/min)	Tempo de aquecimento (min)	Taxas de resfriamento (°C/min)	Tempo de resfriamento (min)
70 °C	4,5	10	1,2	38
125 °C	10	10	2,65	38

Fonte: Autor.

4.4 Síntese do Capítulo

No Capítulo 4 foram apresentados os materiais utilizados para o desenvolvimento da dissertação, bem como os equipamentos e as metodologias experimentais e matemáticas empregadas.

Em síntese, todas as análises do trabalho foram realizadas com o fluido de perfuração olefínico de emulsão inversa. O principal objetivo do trabalho é estudar os efeitos da temperatura e da pressão, bem como o efeito do histórico térmico no comportamento mecânico do fluido de perfuração.

Foram descritos e detalhados os protocolos dos testes reométricos para:

- i) Avaliar o efeito da temperatura na curva de escoamento do fluido de perfuração;

- ii) Avaliar o efeito do histórico térmico do fluido de perfuração nas propriedades reológicas, como tensão limite de escoamento estática;
- iii) Avaliar os efeitos da pressão e o efeito combinado da pressão e da temperatura na curva de escoamento do fluido de perfuração.

Além disso, foram descritos os procedimentos para validação dos resultados obtidos com o aparato da célula de pressão acoplado ao reômetro.

No próximo capítulo são apresentados os resultados e as análises da influência da temperatura, da pressão e do histórico térmico nas características reológicas do fluido de perfuração.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

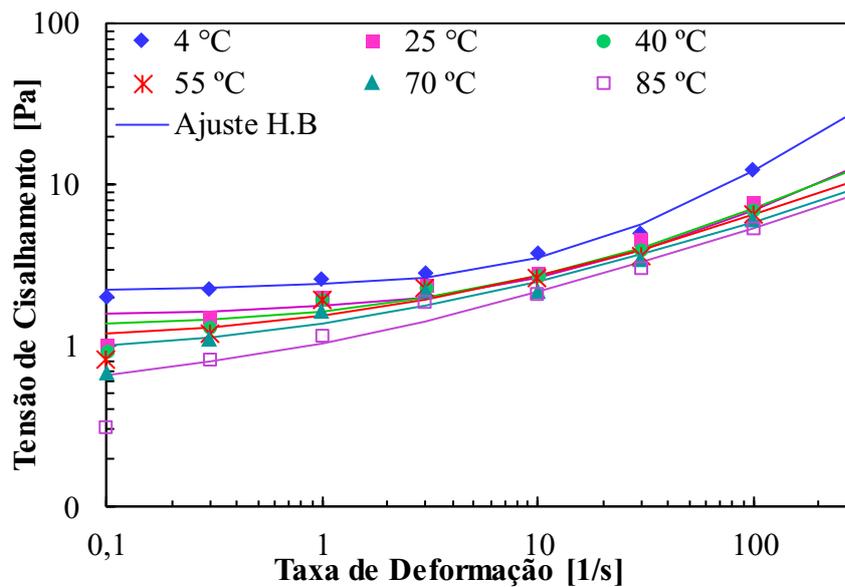
Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados dos ensaios reométricos com o fluido de perfuração olefínico. O capítulo é dividido em três seções principais. A primeira seção apresenta os resultados dos ensaios reométricos analisando somente o efeito da temperatura em pressão atmosférica. A segunda seção apresenta os resultados dos ensaios reométricos analisando somente o efeito da pressão à temperatura constante de 25 °C e a última seção apresenta os resultados dos efeitos combinados de pressão e temperatura na reologia do fluido de perfuração, bem como as equações propostas para os ajustes da viscosidade aparente e plástica em função da temperatura, pressão e taxa de deformação.

5.1 Efeitos da Temperatura em Pressão Atmosférica

5.1.1 Curvas de Escoamento em Diferentes Temperaturas

Conforme descrito na seção 4.3.3.1 as curvas de escoamentos do fluido de perfuração olefínico nas temperaturas de 4, 25, 55, 70 e 85 °C em pressão atmosférica foram obtidas e são apresentadas na Figura 5.1. O modelo de Herschel-Bulkley, Equação (2.8), foi utilizado para ajuste das curvas de escoamentos.

Figura 5.1 – Curva de escoamento experimental e ajuste para o modelo de Herschel-Bulkley na faixa de temperatura de 4 a 85 °C para o fluido de perfuração olefínico.



Fonte: Autor.

Para estabelecimento da condição de equilíbrio admitiu-se que o regime permanente foi alcançado quando os cem últimos pontos obtidos em cada patamar apresentaram diferença menor do que 5 % na tensão de cisalhamento. Os testes foram realizados em duplicata e a média, o desvio padrão, bem como a análise de variância (ANOVA) de fator único com nível de significância de 95% são apresentados no Apêndice A. Os resultados da análise estatística indicaram que não há diferenças significativas entre as tensões de cisalhamento obtidas nas repetições dos ensaios reológicos em diferentes temperaturas.

Ao analisar a Figura 5.1 observa-se decaimento das tensões de cisalhamento conforme o aumento da temperatura. Na temperatura de 4 °C e nas taxas de deformação de 300 e 10 s⁻¹, as tensões de cisalhamento são aproximadamente 50% maiores que as tensões obtidas a 25 °C. Entretanto a diferença entre os resultados obtidos a 25 e 40 °C é de apenas 5%. Já para as temperaturas de 55, 70 e 85 °C as tensões de cisalhamento, na taxa de 300 s⁻¹, são em torno de 19%, 28% e 34%, menores quando comparadas aos valores a 25 °C. Para a taxa de 10 s⁻¹ as tensões de cisalhamento nas temperaturas de 55, 70 e 85 °C são aproximadamente 9%, 22% e 26% menores quando comparadas aos valores a 25 °C. O resultado evidencia os efeitos da temperatura na curva de escoamento do fluido de perfuração. O fluido, possivelmente, sofre degradação térmica de seus componentes químicos ao longo dos testes, resultando em redução brusca das suas propriedades reológicas, como a viscosidade aparente e a TLE dinâmica. Os resultados obtidos são corroborados por diversos autores, como Srini-vasan (1958), Annis (1967), Demirdal e Cunha (2006), Oliveira (2016), Mohammed (2017), Torsvik et al. (2017) e outros, conforme relatado no Capítulo 3 (seção 3.1), os quais verificaram o mesmo comportamento - conforme a temperatura aumenta há um decaimento expressivo nos valores de tensão de cisalhamento da curva de escoamento.

Os dados experimentais das curvas de escoamento em diferentes temperaturas foram ajustados para os modelos de Bingham e Herschel-Bulkley, conforme as Equações (2.7) e (2.8). A Tabela 5.1 mostra os ajustes para os modelos de Bingham e HB.

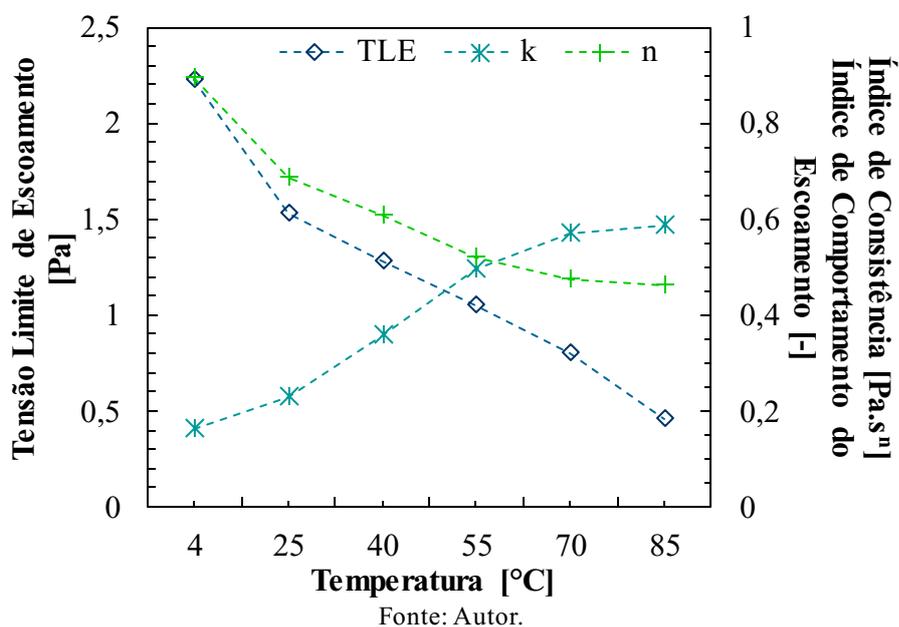
Tabela 5.1 – Parâmetros dos modelos de Bingham e Herschel-Bulkley em diferentes temperaturas.

Parâmetros do modelo de Bingham				Parâmetros do modelo de Herschel-Bulkley			
T (°C)	μ_b (Pa.s)	τ_0 (Pa)	R ²	k (Pa.s)	n	τ_0 (Pa)	R ²
4	0,0891	2,54	0,997	0,162	0,895	2,23	0,999
25	0,0387	2,30	0,937	0,228	0,688	1,53	0,994
40	0,0370	2,06	0,961	0,358	0,606	1,28	0,996
55	0,0309	2,00	0,932	0,495	0,520	1,05	0,994
70	0,0272	1,84	0,915	0,571	0,476	0,806	0,992
85	0,0258	1,49	0,914	0,588	0,462	0,453	0,993

Fonte: Autor.

A Figura 5.2 apresenta os parâmetros do ajuste de Herschel-Bulkley (TLE dinâmica, índice de consistência e índice de comportamento do escoamento) em função da temperatura. Observa-se que a TLE dinâmica diminuiu com o aumento da temperatura e o decaimento é logarítmico. O índice de comportamento do escoamento também decresce conforme o aumento da temperatura e o decaimento também é logarítmico. Em contrapartida o índice de consistência aumenta com o acréscimo da temperatura.

Figura 5.2 – Parâmetros dos ajustes de Herschel-Bulkley em função da temperatura. As linhas tracejadas indicam a tendência dos parâmetros de HB em função do aumento de temperatura.



Analisando separadamente cada valor dos parâmetros do ajuste, observa-se que a TLE dinâmica apresenta decaimento brusco de aproximadamente 70% quando comparado aos valores de 25 e 85 °C. O decréscimo da TLE em 40 °C, quando comparado a TLE em 25 °C é de aproximadamente 10%, já para 55 °C é de 30% e para 70 °C de 50%, respectivamente. Ou seja, a TLE começa a sofrer redução extremamente significativa entre as temperaturas de 55 e 70 °C. Alderman et al. (1988) denominam essa faixa de temperatura na qual o fluido apresenta mudanças significativas nos valores de TLE como temperatura crítica (T_c). No trabalho, Alderman et al. (1988) mostraram que fluidos de perfuração apresentam determinada temperatura crítica, na qual acima dessa T_c a tensão limite de escoamento é fortemente afetada pelos efeitos das altas temperaturas. Em temperaturas superiores a T_c , possivelmente há modificação da dupla camada elétrica ao redor das plaquetas de argila presentes no fluido, devido a liberação de íons. Podem ocorrer, também, mudanças nos parâmetros dielétricos dos componentes químicos do fluido de perfuração (Alderman et al., 1988). Portanto, é provável

que tais mudanças na TLE são causadas por essas alterações dielétricas e modificações na dupla camada elétrica da argila organofílica, do cloreto de sódio e do óxido de cal presentes no fluido de perfuração olefínico (conforme Tabela 4.1).

Briscoe et al. (1994) afirmam que a contribuição das interações eletrostáticas e estéricas do sistema resultante das cargas no meio, devido ao aumento de temperatura e os fenômenos de superfície entre partículas, interferem diretamente na tensão limite de escoamento do fluido de perfuração. As mudanças na TLE com a temperatura podem ser explicadas pela implicação dos efeitos eletrostáticos e estéricos de repulsão do polímero presente (Ecotrol) com as partículas de argila organofílica do fluido de perfuração, propiciando maior interação das partículas em suspensão na emulsão (água-olefina), causando dispersão do sistema devido ao aumento da área de contato, que ocasiona a redução da fricção e, portanto, reduz a tensão limite de escoamento (Alderman et al., 1988; Briscoe et al., 1994).

Em relação aos valores de índice de consistência e índice de comportamento do escoamento em função da temperatura, observa-se que o índice de consistência apresenta um aumento abrupto de mais de 100% quando comparado os valores de 25 e 85 °C. Já o índice de comportamento do escoamento apresenta decaimento de aproximadamente 70% quando comparado os valores de 25 e 85 °C. Na literatura há poucos trabalhos que analisam e discutem separadamente os comportamentos dos índices de consistência e de comportamento do escoamento em função da temperatura. Lucky e Johnson (2018) observaram decaimento tanto de n como de k conforme o aumento da temperatura para um fluido de perfuração à base água, porém, para fluidos de perfuração a base água adicionados de nanopartículas de óxido de ítrio, os autores observaram que o n pouco variou com o aumento da temperatura mantendo-se e praticamente constante, já o k diminuiu com a elevação da temperatura. Husin e Hussain (2018) estudaram o comportamento de emulsões de petróleo bruto em temperaturas entre 20 a 90 °C e verificaram que o índice de comportamento do escoamento aumentou conforme o acréscimo da temperatura. Os valores de n foram superiores a 1, indicando que o aumento da temperatura proporciona a emulsão o comportamento de fluido dilatante. Os valores de k também aumentaram com a temperatura.

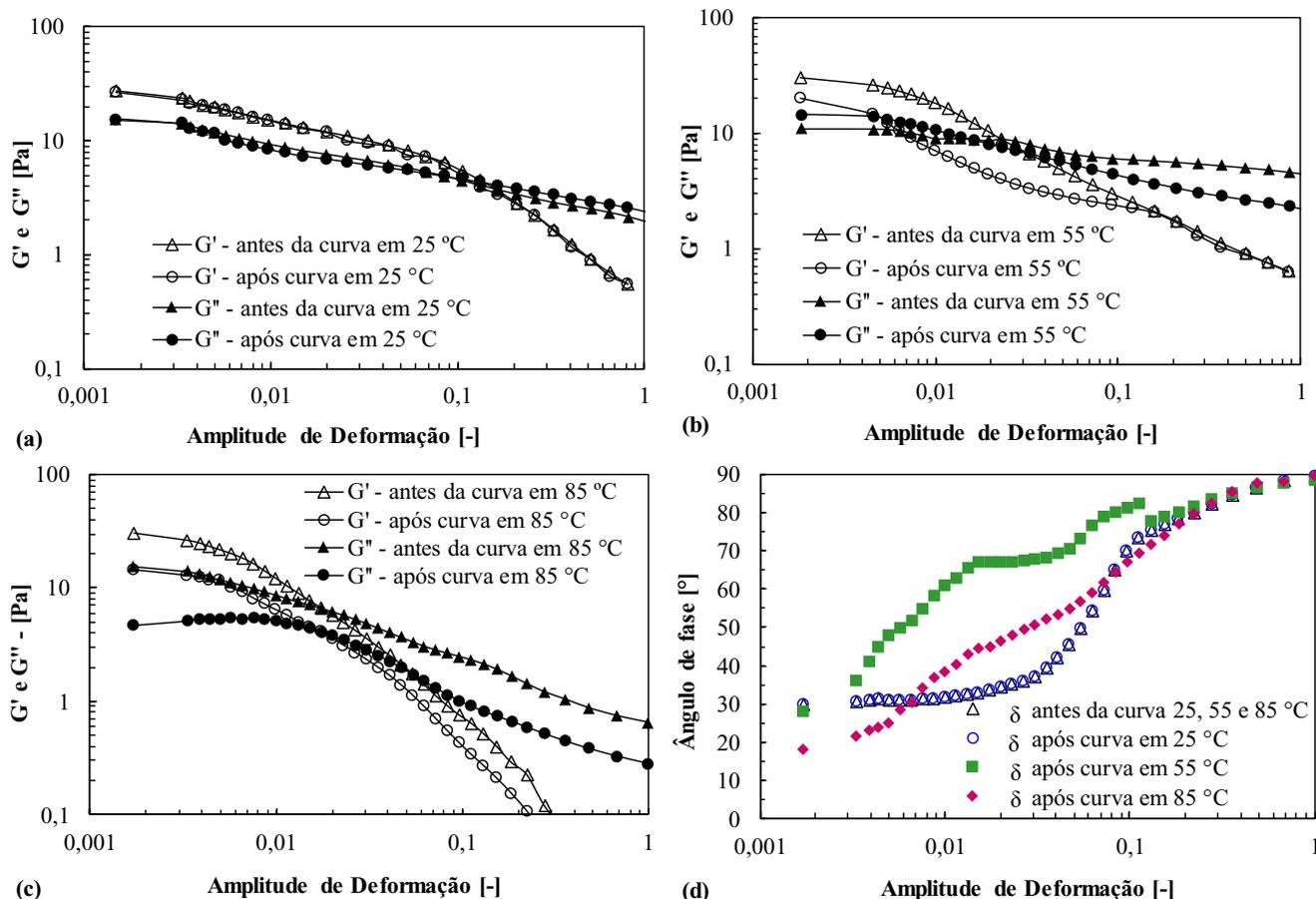
Analisando os resultados de diferentes autores, para diferentes tipos de fluido nota-se que os índices de comportamento do escoamento e de consistência em função da temperatura não seguem um padrão. Cada fluido apresenta comportamento diferente, sendo difícil prever exatamente o comportamento que irão apresentar quando submetidos a elevadas temperaturas.

Esse comportamento é influenciado pelos componentes químicos do fluido e como esses componentes reagem ou degradam-se quando submetidos a elevadas temperaturas.

5.1.2 Varreduras Oscilatórias de Amplitudes de Tensões Antes e Após Obtenção da Curva de Escoamento em Diferentes Temperaturas

Conforme explicado no Capítulo 4 (seção 4.3.3.1), testes oscilatórios de varredura de tensão foram feitos antes e após a obtenção das curvas de escoamentos nas diferentes temperaturas com o objetivo de verificar se os processos de aquecimento, cisalhamento e resfriamento alterariam o comportamento estrutural do fluido. Os resultados das varreduras oscilatórias de tensão antes e depois da obtenção das curvas de escoamento em 25, 55 e 85 °C são apresentados na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Módulos dinâmicos em função da amplitude de deformação para os testes oscilatório de varredura de tensões de 0,1 a 100 Pa e frequência de 1 Hz, na temperatura e 25 °C, obtidos antes e depois da obtenção curva de escoamento nas temperaturas em: (a) 25 °C; (b) 55 °C e (c) 85 °C; (d) ângulo de fase antes e depois da obtenção curva de escoamento nas temperaturas em 25, 55 e 85 °C.



Fonte: Autor.

Ao analisar a Figura 5.3 (a) observa-se que não houve alterações no módulo de armazenamento e de dissipação após a obtenção da curva de escoamento a 25 °C, mostrando que a manutenção da temperatura de 25 °C e o processo de cisalhamento não foram capazes de alterar permanentemente as características estruturais do fluido de perfuração. Contudo, verifica-se nas Figuras 5.3 (b) e (c) que houve alterações nas características estruturais do fluido. Após o processo de aquecimento a 55 °C e a 85 °C e posterior resfriamento para 25 °C houve o decréscimo tanto de G' como de G'' . O fluido aquecido a 55 °C apresentou decréscimo nos valores do módulo de armazenamento de aproximadamente 30% e redução de 2% no módulo de dissipação na faixa de amplitude de deformação entre 0,001 até aproximadamente 0,3. Entretanto na deformação de cisalhamento de 0,1 os valores de G' igualaram-se. Já após o processo a 85 °C, o módulo de armazenamento apresentou redução de mais de 50 %, enquanto que os valores do módulo de dissipação reduziram em 70 % na faixa de amplitude de deformação entre 0,001 até aproximadamente 0,3. Mais uma vez observou-se que na amplitude de deformação de 0,1 os valores de G' antes e após o aquecimento igualaram-se.

As alterações significativas nos módulos de armazenamento e de dissipação mostraram como a temperatura altera as características estruturais do fluido de perfuração. Além disso indicaram que o histórico térmico afeta as características reológicas do fluido de perfuração. Com os testes oscilatórios de varredura de tensão, observou-se que quanto maior a temperatura que o fluido é exposto, maior é a redução nos módulos dinâmicos e essa redução é monotônica. Ao analisar os valores do ângulo de fase apresentados na Figura 5.3 (d), observa-se que elevadas temperaturas proporcionam ao fluido de perfuração características mais evidentes de fluidos puramente viscosos. Contudo, nota-se que mesmo após o processo de aquecimento, o módulo de armazenamento do material a baixas deformações ainda é maior do que o módulo de dissipação, o que indica que mesmo com a redução de G' e G'' , o comportamento do fluido de perfuração para baixas deformações ainda é majoritariamente elástico. Vale ressaltar que os ensaios foram realizados fora da região de viscoelasticidade linear do fluido de perfuração. Por definição sabe-se que G' e G'' são grandezas avaliadas com precisão na região de viscoelasticidade linear, logo, para trabalhos futuros os ensaios devem ser repetidos aplicando-se tensões menores que 0,1 Pa.

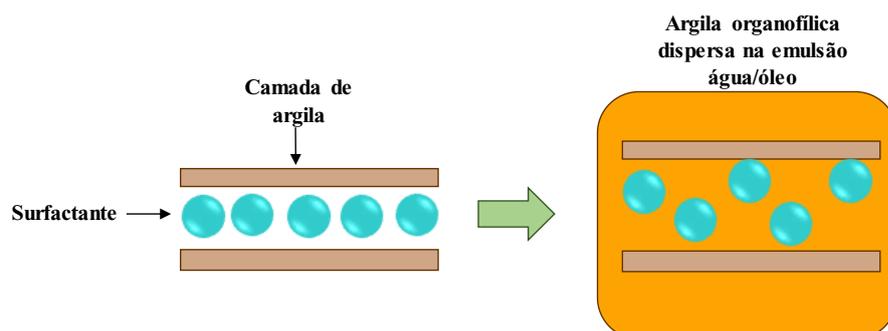
Os resultados obtidos corroboram as constatações de diversos autores. Segundo Amani (2012), a redução das propriedades reológicas, bem como as alterações nas características estruturais do fluido são atribuídas à reações químicas, eletroquímicas e físicas que ocorrem nos constituintes do fluido de perfuração. De acordo com Amani (2012), os efeitos químicos

ocorrem devido as reações com minerais argilosos que são intensificadas em elevadas temperaturas, o que pode resultar em mudanças na estrutura do fluido de perfuração (Ibeh, 2007).

Geng et al. (2019), bem como Zhuang et al. (2019) estudaram os efeitos químicos que contribuem para as alterações nos fluidos de perfuração a base olefina quando submetidos a elevadas temperaturas. Em ambos os trabalhos os autores atribuíram as alterações no fluido de perfuração após o envelhecimento térmico às reações químicas que ocorrem nos surfactantes.

Surfactantes são compostos anfífilicos e orgânicos, ou seja, são substâncias caracterizadas pela presença em suas estruturas moleculares de duas regiões, uma polar e hidrofílica e outra apolar e hidrofóbica, que possibilitam a interação entre meios que apresentam polaridades diferentes, como óleo e água. Os agentes surfactantes são utilizados nos fluidos de perfuração na composição química dos emulsificantes, pois alteram as propriedades interfaciais do óleo e da água, reduzindo a tensão interfacial, permitindo que um dos líquidos forme uma dispersão estável de gotas finas, além de estabilizar a emulsão por permitir que as moléculas sejam adsorvidas nas interfaces água/óleo (Caenn et al., 2017). Os surfactantes podem ser catiônicos, aniônicos ou não iônicos. Geralmente os fluidos de perfuração, como o caso do fluido utilizado no trabalho, apresentam argila organofílica em sua composição, fazendo com que os surfactantes aniônicos sejam adsorvidos nos sítios positivos entre as camadas e as arestas das redes cristalinas da argila e nas interfaces da emulsão água/óleo, já os surfactantes catiônicos (como por exemplo: aminas graxas e poliaminas) são fortemente adsorvidos nas argilas organofílicas, devido à alta atração eletrostática entre as cargas negativas presente entre as camadas da estrutura da argila (Caenn et al., 2017; Geng et al., 2019; Zhuang et al., 2019).

A Figura 5.4 apresenta esquematicamente como os surfactantes estão dispostos entre as camadas da estrutura da argila organofílica, bem como o conjunto surfactante + argila, dispersa na emulsão.



Fonte: Adaptado de Zhuang et al. (2019).

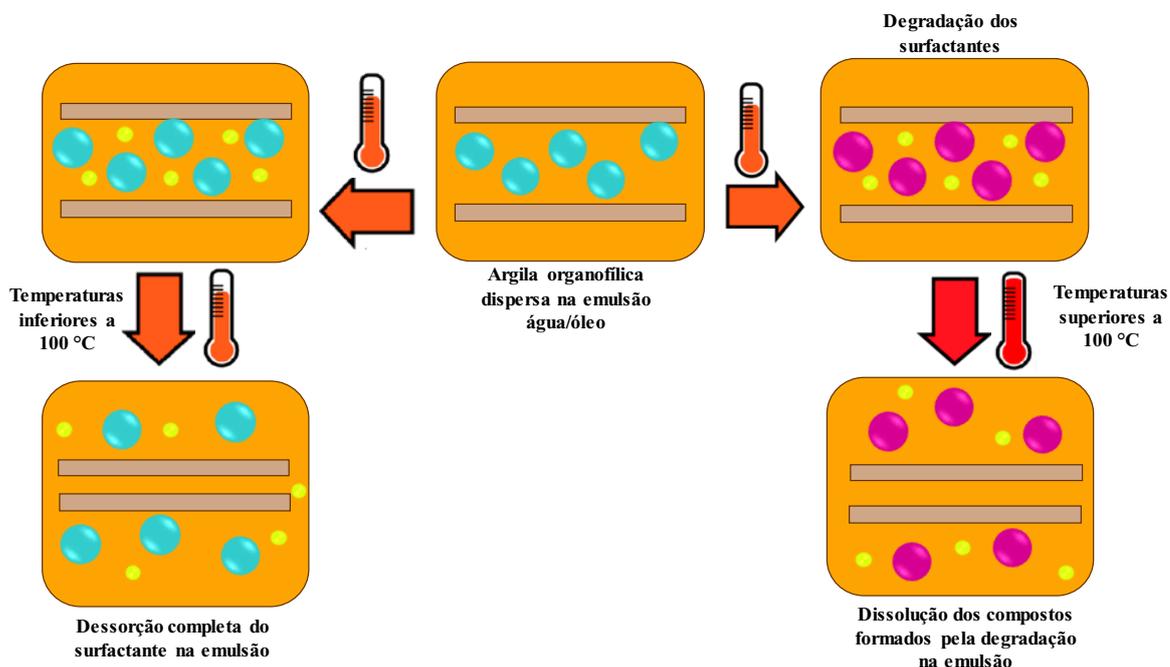
Geng et al. (2019) e Zhuang et al. (2019) testaram fluidos de perfuração a base olefina, com diferentes surfactantes e em diferentes temperaturas e concluíram que o envelhecimento térmico induz a dessorção¹⁰ e/ou decomposição do surfactante orgânico. A decomposição do surfactante gera outras substâncias químicas, que dependendo do tipo de surfactante presente no fluido de perfuração, pode resultar em aminas e/ou olefinas. Além disso, Zhuang et al. (2016) e Zhuang et al. (2019) descobriram que a estabilidade térmica é influenciada pelo comprimento da cadeia e pelo número de cadeias dos surfactantes orgânicos. Através de análises de difração de raio X (XRD) e análises microscópicas de varredura eletrônica (MEV), Zhuang et al. (2016) e Zhuang et al. (2019) verificaram que partir de 60 °C já ocorre a degradação dos surfactantes, porém com menor intensidade, o fenômeno mais evidente é o de dessorção do surfactante, com consequente dissolução na emulsão.

A Figura 5.5 apresenta o esquema do que ocorre com os surfactantes presente no fluido de perfuração após enfrentar altas temperaturas. Observa-se na Figura 5.5 que temperaturas inferiores a 100 °C proporcionam ao fluido dessorção e também decomposição de alguns surfactantes. Já temperaturas superiores a 100 °C proporcionam total decomposição dos surfactantes. Todas essas reações químicas ocasionam em mudanças nas propriedades reológicas do fluido de perfuração, pois novas estruturas químicas e configurações estruturais são formadas, as quais não se desfazem após a redução da temperatura, ou seja, são processos irreversíveis.

Portanto, pode-se atribuir a dessorção e degradação dos surfactantes presentes no fluido de perfuração o decréscimo das tensões de cisalhamento nas curvas de escoamento em diferentes temperaturas, conforme apresentado na seção 5.1.1, bem como o decaimento expressivo nos valores de G' e G'' após o processo de aquecimento. Infelizmente o fabricante do fluido não informou qual tipo de surfactante utilizado no fluido em estudo e também não houve tempo hábil para realização das análises no XRD e no MEV, tendo em vista que essas análises dependem de laboratórios externos, não pertencentes a estrutura do CERNN, para real verificação e constatação do que ocorreu com os compostos químicos e com a estrutura do fluido de perfuração após o processo térmico.

¹⁰ Fenômeno que consiste na retirada de substâncias que foram absorvidas ou adsorvidas por um sólido.

Figura 5.5 – Representação do que possivelmente ocorre com os surfactantes presentes no fluido de perfuração ao ser submetido a elevadas temperaturas.



Fonte: Adaptado de Zhuang et al. (2019).

5.1.3 Comparações e Diferenças entre o Fluido de Perfuração Novo (FPN) e o Fluido de Perfuração Envelhecido (FPE)

Como descrito no Capítulo 4, seção 4.3.2, com o objetivo de verificar a estabilidade térmica, bem como simular as condições ambientais a serem encontradas pelo fluido de perfuração no fundo do poço, o fluido foi envelhecido na temperatura de 150 °C por 16 horas. Após 24 horas de resfriamento, foram feitos ensaios reométricos de curvas de escoamento, varreduras oscilatórias de tensão e testes de reinício de escoamento. Com o intuito de avaliar as possíveis degradações, a estabilidade térmica e o efeito de histórico térmico, os resultados obtidos com o FPE foram comparados com os resultados do FPN. Nas próximas seções são apresentadas e discutidas as comparações e as diferenças dos resultados entre o FPN e FPE para cada ensaio reológico realizado.

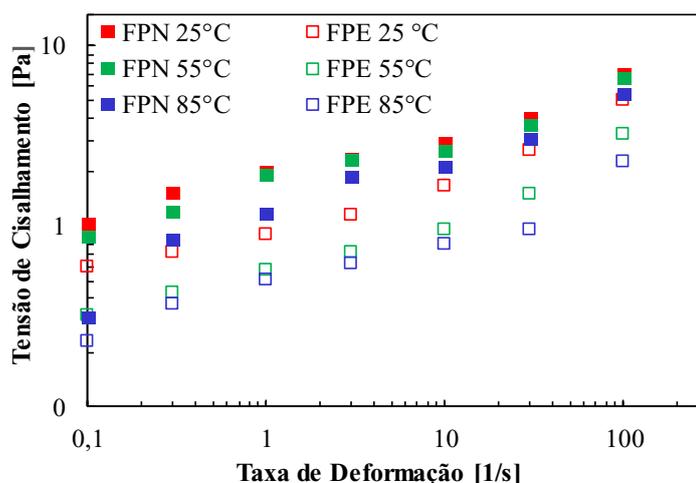
5.1.3.1 Diferenças nas Curvas de Escoamento do FPN e do FPE em Diferentes Temperaturas

As curvas de escoamento do fluido de perfuração novo (FPN) e envelhecido termicamente (FPE) nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C são apresentadas na Figura 5.6.

Observa-se na Figura 5.6 que na temperatura de 25 °C o FPE apresentou uma redução na tensão de cisalhamento de aproximadamente 20 % para as taxas de deformação até 30 s⁻¹ em

comparação com o FPN. Porém, para taxas inferiores a 30 s^{-1} , o decaimento é maior, cerca de 40 % quando comparado às tensões de cisalhamento do FPN. Para a temperatura de 55 e 85 °C o FPE exibiu decréscimo nas tensões de cisalhamento de 30 a 60 % quando comparado as tensões do FPN nas mesmas temperaturas. Comportamentos parecidos para diferentes fluidos de perfuração foram observados nos trabalhos de Annis (1967), Ahmed e Makwashi (2016), Mohammed (2017), Wang et al. (2017) e recentemente no trabalho Medhi et al. (2020).

Figura 5.6 – Curvas de Escoamento nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C do FPN e do FPE.



Fonte: Autor.

A redução das tensões com o aumento da temperatura já era esperado, conforme os resultados discutidos nas seções anteriores (5.1.1 e 5.1.2), porém, comparar a curva de escoamento nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C do FPN com o FPE, evidencia o efeito do histórico término. O FPE foi envelhecido em 150 °C por 16 horas e não apresentou evidências de total degradação nos testes. Mesmo submetido a 85 °C o FPE se mostrou estável, sem inconsistências nos seus resultados, o que poderia indicar total degradação térmica do fluido.

Vale ressaltar que no Brasil os fluidos de perfuração devem obedecer durante todo o processo de perfuração à norma Petrobras N-2604(1998), baseada na norma API Specification 13A (1993), que especifica os valores mínimos das viscosidades plástica e aparente dos fluidos de perfuração. A Tabela 5.2 apresenta os valores mínimos para a viscosidade plástica e viscosidade aparente dos fluidos de perfuração.

Tabela 5.2 – Requisitos para fluidos de perfuração conforme norma Petrobras N-2604(1998).

Propriedades	Valor mínimo
Viscosidade Plástica (Pa.s)	0,015
Viscosidade Aparente (Pa.s)	0,004

Fonte: Adaptado da norma da Petrobras N-2604 (1998).

As viscosidades aparentes obtidas em cada taxa de cisalhamento para o FPN e FPE nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C são apresentadas na Tabela 5.3. Já na Tabela 5.4 os valores de viscosidade plástica, obtidas pelo ajuste de Bingham para o FPN e FPE são apresentados.

Tabela 5.3 – Valores da viscosidade aparente do FPN e FPE nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C.

Taxa de Deformação (s ⁻¹)	Viscosidade Aparente (Pa.s)					
	25 °C		55 °C		85 °C	
	FPN	FPE	FPN	FPE	FPN	FPE
300	0,0439	0,0362	0,0356	0,0245	0,0290	0,0206
100	0,0695	0,0502	0,0659	0,0321	0,0538	0,0230
30	0,133	0,0873	0,122	0,0507	0,101	0,0317
10	0,287	0,168	0,261	0,0960	0,212	0,0790
3	0,787	0,386	0,763	0,240	0,623	0,207
1	2,01	0,898	1,91	0,570	1,16	0,510
0,3	5,07	2,40	3,95	1,44	2,77	1,23
0,1	10,21	6,02	8,70	3,21	3,10	2,30

Fonte: Autor.

Tabela 5.4 – Viscosidades Plástica do FPN e FPE nas temperaturas de 25, 55 e 85 °C.

T (°C)	Viscosidade Plástica (Pa.s)	
	FPN	FPE
25	0,0387	0,0334
55	0,0309	0,0228
85	0,0258	0,0191

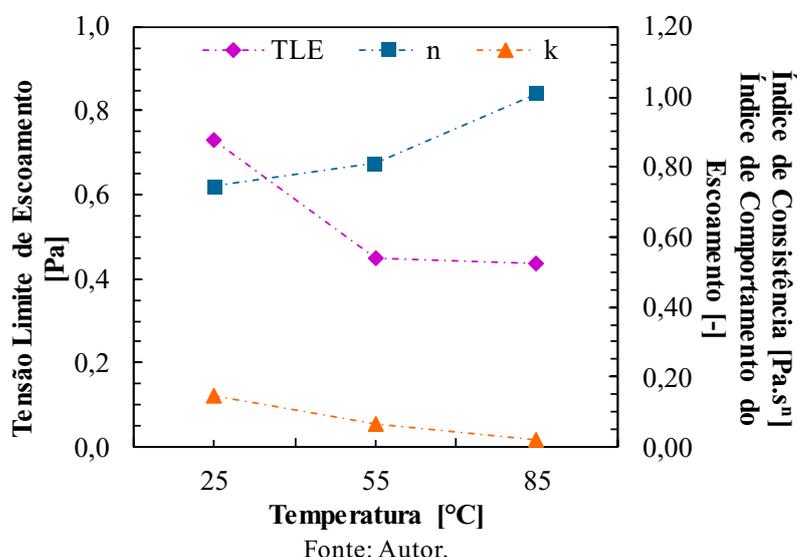
Fonte: Autor.

Analisando os valores de viscosidade aparente e plástica do FPN e FPE nas diferentes temperaturas apresentados nas Tabelas 5.3 e 5.4, constata-se que os valores obtidos estão dentro do valor mínimo requerido pela norma N-2604 (1998). Pode-se também concluir que o fluido de perfuração é termoestável, ou seja, é resistente ao aquecimento, pois suportou as temperaturas dos ensaios reométricos, mesmo após ser envelhecido em 150 °C por 16 horas, obedecendo aos padrões da norma N-2604 (1998). Esses resultados para a indústria petrolífera são de grande interesse, pois através deles é possível verificar por quanto tempo e quais as faixas de temperatura que o fluido ainda se mantém estável, facilitando o planejamento da fase de tratamento ou condicionamento do fluido de perfuração, no qual ocorre a adição de produtos químicos para ajustes das propriedades reológicas perdidas durante a perfuração dos poços.

A Figura 5.7 apresenta os parâmetros do ajuste de Herschel-Bulkley (TLE dinâmica, índice de consistência e índice de comportamento do escoamento) em função da temperatura para o FPE. Verifica-se que o índice de consistência também decai e o índice de comportamento do escoamento cresce conforme o aumento da temperatura, contrariando os resultados observados para o FPN. Alguns trabalhos como os de Hermoso et al. (2014), Mohammed (2017) e Huang et al. (2019) corroboram com os resultados obtidos. Hermoso et al. (2014)

testaram e envelheceram termicamente dois fluidos de perfuração diferentes. Em um dos fluidos, os autores também observaram o decaimento logarítmico da TLE, entretanto, k e n apresentaram decaimento linear conforme o aumento da temperatura. Já para o outro fluido testado, Hermoso et al. (2014) observaram um declínio logarítmico de k , porém notou-se um aumento da TLE e do índice de comportamento do escoamento com a elevação da temperatura. Já Mohammed (2017) e Huang et al. (2019) observaram redução logarítmica da TLE e do índice de consistência e aumento de n com o acréscimo da temperatura.

Figura 5.7 – Parâmetros dos ajustes de Herschel-Bulkley em função da temperatura para o FPE. As linhas tracejadas indicam a tendência dos parâmetros de HB em função do aumento de temperatura.



5.1.3.2 Varreduras Oscilatórias de Amplitudes de Tensões para o FPN e FPE

Varreduras oscilatórias de amplitudes de tensões foram realizadas no FPN e FPE com o objetivo de avaliar se houve mudanças ocasionadas devido ao histórico térmico no comportamento do material solicitado ao longo das diferentes faixas de excitação. Os testes foram realizados na temperatura constante de 25 °C, aplicando frequência constante de 1 Hz e amplitude de tensão variando de 0,1 até 100 Pa.

A Figura 5.8 apresenta os resultados dos módulos dinâmicos obtidos nos ensaios de varredura oscilatória de tensão para o FPN e FPE em função da tensão de cisalhamento Figuras 5.8 (a) e (c) e em função da amplitude de deformação de cisalhamento imposta, Figuras (b) e (d).

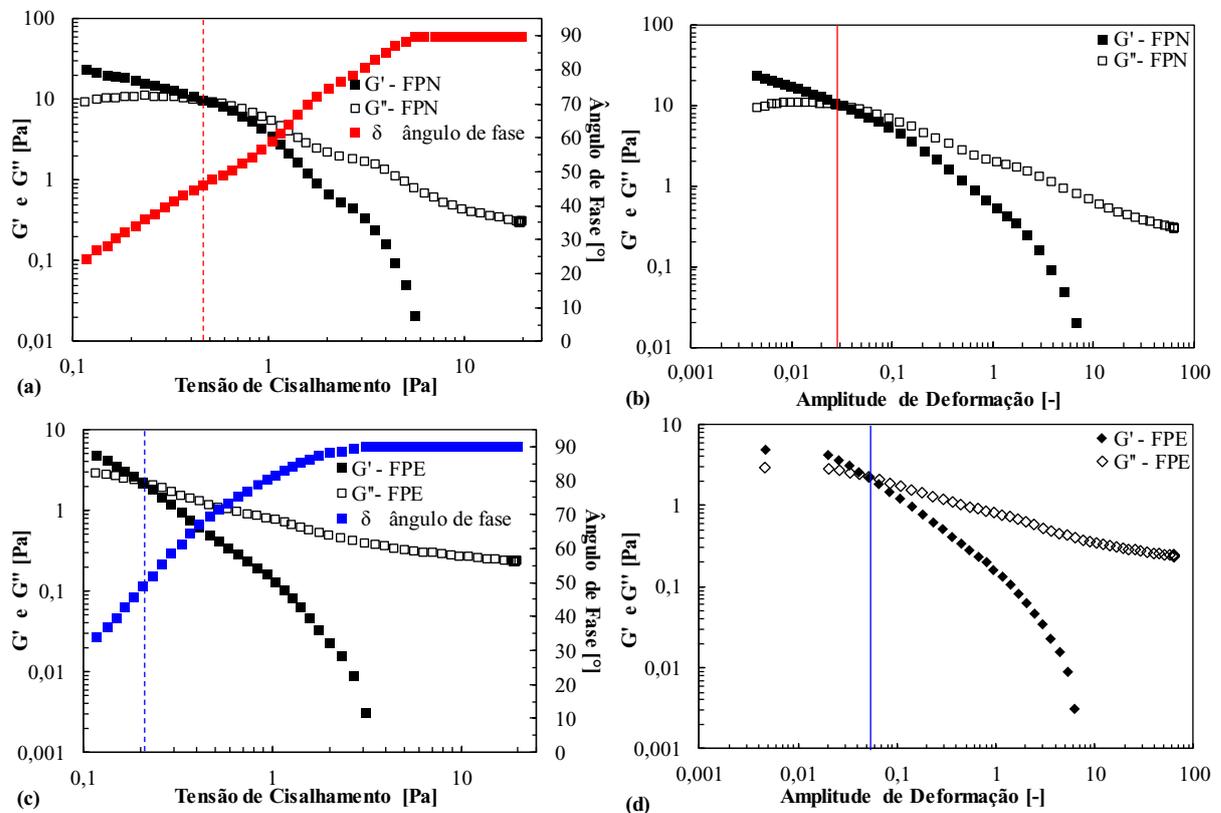
Observou-se que para baixas tensões de cisalhamento tanto o FPN como o FPE apresentaram valores maiores para o módulo de armazenamento, relacionado com a parcela elástica do comportamento, do que para o módulo de dissipação, associado com o

comportamento viscoso. Com o aumento da amplitude de tensão, o módulo de armazenamento decai e o módulo de dissipação aumenta até que ambos alcancem o mesmo valor no ponto de cruzamento ou crítico. Para maiores amplitudes, o módulo de dissipação é maior que o módulo de armazenamento, demonstrando a predominância da característica viscosa de ambos os fluidos. Após o cruzamento dos módulos dinâmicos, os valores dos dois módulos decrescem até a maior amplitude testada, sendo G' com menor inclinação que G'' , indicando a desestruturação dos fluidos. Esse comportamento ocorre tanto para o FPN como para o FPE. A grande diferença entre o FPN e o FPE são os valores dos módulos dinâmicos, havendo um decaimento monotônico de G' e G'' com o envelhecimento térmico. Observa-se que o FPE perde boa parte da sua parcela elástica e também viscosa, mas o comportamento elástico ainda é predominante em baixas amplitudes de tensões. É interessante observar que o ângulo de fase do FPE é em torno de 40% superior ao ângulo de fase do FPN, evidenciando comportamento de fluido puramente viscoso para o FPE. Outra observação entre as diferenças do FPN e FPE são as tensões de cruzamento τ_{CR} representadas pelas linhas tracejadas vermelha (FPN) e azul (FPE) e as deformações de cruzamento γ_{CR} apresentadas pelas linhas contínuas vermelha (FPN) e azul (FPE) da Figura 5.8 - (a), (c), (b) e (d), respectivamente. Tanto a tensão como a deformação de cruzamento apontam os limites em que G'' passa a ser maior que G' , no qual os efeitos viscosos são mais significativos que os efeitos elásticos (Dinkgreve et al., 2016; Fernandes et al., 2017; Wendt, 2020).

A tensão de cruzamento do FPN foi de 0,41 Pa, enquanto que a τ_{CR} para o FPE foi aproximadamente a metade, 0,21 Pa. Já a deformação de cruzamento para o FPN foi de 0,03, enquanto que para o FPE a γ_{CR} foi de 0,07, ou seja, a deformação crítica apresentou maior valor para o fluido envelhecido. Há uma grande escassez na literatura de trabalhos que investiguem como o histórico térmico afeta a τ_{CR} ou a γ_{CR} . Um dos poucos trabalhos que aborda o assunto é o de Geng et al. (2019). Os pesquisadores realizaram varreduras oscilatórias de amplitudes de tensões para emulsões invertidas adicionadas de argila organofílica envelhecida nas temperaturas de 65, 120, 150, 180 e 200 °C. Geng et al. (2019) verificaram que os fluidos envelhecidos a 65, 120 e 150 °C apresentaram a mesma tensão de cruzamento, de aproximadamente 0,5 Pa, enquanto que os fluidos envelhecidos a 180 e 200 °C não apresentaram cruzamento dos módulos dinâmicos, verificando que temperaturas de envelhecimento acima de 150 °C proporcionam ao fluido a predominância da característica

viscosa. Os autores sugerem que a possível razão para esse fenômeno é que a dessorção e/ou decomposição do surfactante orgânico presente na formulação do fluido, pode ocorrer simultaneamente em alta temperatura devido à baixa estabilidade térmica do surfactante, como já explicado na seção 5.1.2. Além disso, Geng et al. (2019) observaram decréscimo monotônico de G' e G'' com o aumento da temperatura de envelhecimento, corroborando com os resultados encontrados para o fluido de perfuração em análise.

Figura 5.8 – Módulos dinâmicos em função da amplitude de tensão (a) e (c) e deformação e o ângulo de fase, (b) e (d) para os testes oscilatório de varredura de tensões de 0,1 a 100 Pa, frequência de 1 Hz e temperatura constante de 25 °C, para o FPN e FPE. As linhas descontínuas em vermelho (a) e em azul (c) indicam a tensão de cruzamento e as linhas contínuas em vermelho (b) e em azul (d) indicam a deformação de cruzamento dos módulos dinâmicos do FPN e do FPE.



Fonte: Autor.

5.1.3.3 Reinício de Escoamento por Patamares de Taxa de Deformação para o FPN e FPE

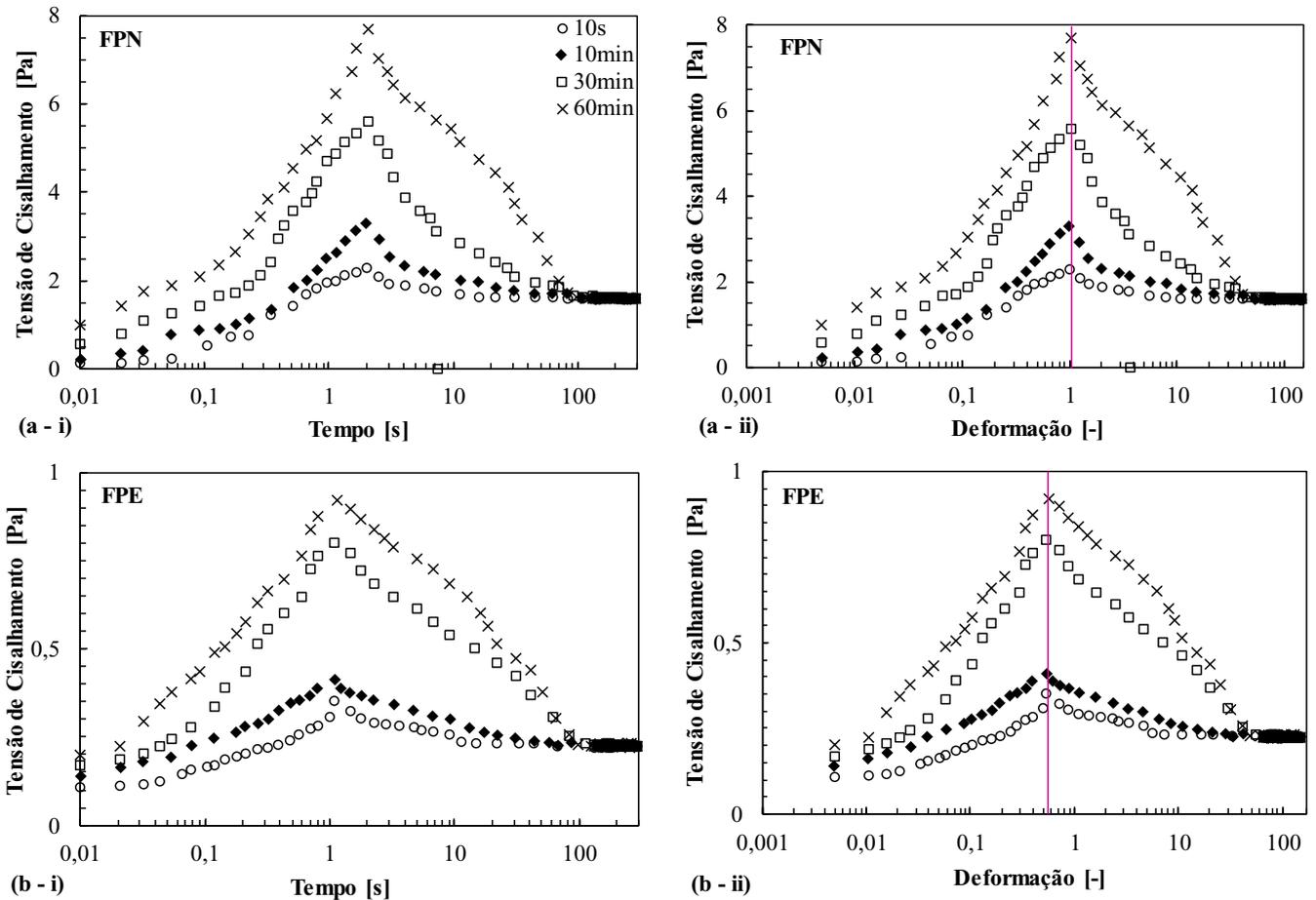
Testes de reinício de escoamento foram realizados com o FPN e FPE com objetivo de verificar a influência do tempo de repouso e do histórico térmico na tensão de pico.

Os ensaios consistiram na imposição de patamares de taxas de deformação após os tempos de repouso de 10 segundos, 10, 30 e 60 minutos, conforme já definido na seção 4.3.3.2 e utilizados patamares de taxa de deformação de 0,5, 1, 5, 10 e 50 s⁻¹. Cada patamar teve duração de cinco minutos. A tensão de cisalhamento foi medida permitindo verificar a transição do

comportamento predominantemente elástico para o viscoso. De acordo com Chang et al. (1998) para materiais que apresentam TLE e tixotropia, como no caso de fluidos de perfuração, a resposta da tensão de cisalhamento para os ensaios de patamares de taxa de deformação é primeiramente linear, o que indica comportamento majoritariamente elástico, até atingir a tensão de pico, que geralmente está associada à quebra da estrutura do material, e após atingir o pico, a tensão de cisalhamento tende a um valor constante, evidenciando o comportamento preponderantemente viscoso.

A Figura 5.9 apresenta as tensões de cisalhamento em função do tempo do teste para a taxa de deformação de $0,5 \text{ s}^{-1}$, sendo a Figura 5.9 (a - i) para o FPN e a (b - i) para o FPE. Na Figura 5.9 as tensões de cisalhamento também são apresentadas em função da deformação de cisalhamento para (a - ii) FPN e (b - ii) FPE. Os resultados para as taxas de deformação de 1, 5, 10 e 50 s^{-1} são apresentadas no Apêndice B.

Figura 5.9 – Tensão de cisalhamento em função do tempo do teste (i) e da deformação (ii) para o FPN (a) e para o FPE (b) na taxa de deformação de $0,5 \text{ s}^{-1}$ e temperatura constante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. A linha rosa vertical em (a - ii) e (b - ii) serve como guia, indicando que a deformação crítica é constante.



Fonte: Autor.

Analisando a Figura 5.9 observa-se que a tensão de pico, tanto para o FPN como para o FPE, aumenta com o tempo de repouso ao qual os fluidos foram submetidos. Segundo Fernandes et al. (2016), esse fenômeno é observado devido a reestruturação tixotrópica do fluido ser mais intensa nos primeiros instantes em repouso, até atingir o estado de equilíbrio no qual a tensão de quebra de gel não varia mais. Verifica-se que após determinado tempo de cisalhamento os níveis de tensão tendem a se igualar; isso ocorre devido à queda reversível de viscosidade causada pela tixotropia quando o fluido sofre o processo de cisalhamento.

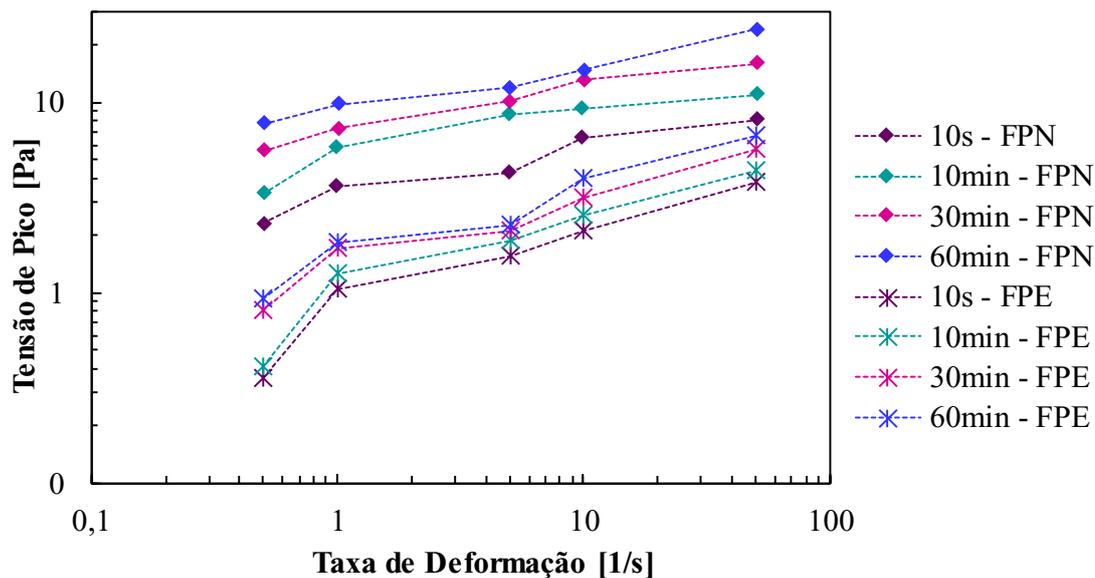
Também é interessante observar as curvas de tensão em função da deformação, apresentadas na Figura 5.9 para (a - ii) FPN e (b - ii) FPE. Nota-se que a transição gel/líquido, ou seja, a quebra da estrutura gelificada, para os diferentes tempos de repouso, ocorrem na deformação crítica de 1,04 para o FPN e em 0,55 para o FPE. A linha contínua em rosa, da Figura 5.8 (a - ii) e (b - ii) indica exatamente a deformação crítica constante. Esse comportamento também é observado para as demais taxas de deformações (1, 5, 10 e 50 s⁻¹) e em todos os tempos de repouso testados, conforme pode ser observado no APÊNDICE B.

Os resultados obtidos para o FPN e FPE são corroborados por Andrade et al. (2016) e Skadsem et al. (2019) que observaram que a quebra do gel de diferentes fluidos de perfuração sempre ocorrem na mesma deformação crítica para diferentes tempos de repouso e taxas de deformações. Logo, a deformação crítica de cisalhamento de transição gel para líquido é independente da taxa de deformação e pode ser uma característica do material dentro da faixa de taxa de deformação testada.

O decaimento da deformação crítica do FPE quando comparado ao FPN demonstra o quanto o histórico térmico afeta a estrutura do fluido, conforme já observado nas seções anteriores. O histórico térmico influencia os valores de tensão de pico, bem como de deformação crítica, com redução de aproximadamente 70 a 80% para as tensões de pico e de 54% para a deformação crítica. Tarcha et al. (2015) associaram a deformação crítica constante ao colapso estrutural que ocorre quando a TLE é superada. Assim, pode-se afirmar que o histórico térmico afeta o processo de colapso estrutural, ocorrendo em deformações e tensões críticas menores.

A Figura 5.10 apresenta as tensões de pico em função das taxas de deformação de 0,5, 1, 5, 10 e 50 s⁻¹, para os quatro tempos de repouso (10 s, 10, 30 e 60 minutos) utilizados para o FPN e FPE.

Figura 5.10 – Tensões de pico em função das taxas de deformação de 0,5, 1, 5, 10 e 50 s^{-1} , para os quatro tempos de repouso (10 s, 10, 30 e 60 minutos) testados para o FPN e FPE na temperatura constante de 25 °C.



Nota-se na Figura 5.10 que conforme aumenta o tempo de repouso para ambos os fluidos, maior é a tensão de pico. O acréscimo das τ_P é coerente com o aumento do tempo de repouso, já que permite maior reestruturação do material. Entretanto as tensões de pico para o FPE são aproximadamente 70% inferiores que as τ_P do FPN. É interessante observar que as τ_P tanto para o FPN como para o FPE cresceram com as taxas de deformação e os valores máximos para ambos os fluidos crescem de forma logarítmica com o tempo de repouso. Bjørkevoll et al. (2003) e Skadsem et al. (2019) também relataram aumento logarítmico em função do tempo de repouso para solução de laponita e fluidos de perfuração base óleo e base água, respaldando, assim, os resultados obtidos para o fluido novo e envelhecido.

5.1.4 Síntese dos Resultados das Comparações entre o FPN e o FPE

Ao longo da seção 5.1 foram apresentadas e discutidas as comparações e diferenças dos resultados entre o FPN e FPE para os ensaios reométricos de obtenção de curvas de escoamento, varreduras oscilatórias de amplitudes de tensões e reinício de escoamento.

A Tabela 5.5 apresenta o resumo dos resultados e comparações entre o FPN e o FPE; exibindo a característica reológica avaliada (curva de escoamento, viscosidade aparente e plástica, TLE dinâmica, índice de consistência e de comportamento do escoamento, módulo de armazenamento e dinâmico, tensão e deformação de cruzamento, deformação crítica de transição, instante da tensão de pico e tensão de pico), o comportamento do FPN e do FPE, as

diferenças observadas entre o FPN e o FPE, bem como os trabalhos da literatura que constataram o mesmo comportamento ou comportamento similares aos ponderados ao longo das discussões e análises dos resultados do trabalho.

Tabela 5.5 – Resumo dos resultados e comparações entre o FPN e o FPE.

(a Tabela 5.5 continua)

Característica avaliada	Comportamento observado entre o FPN e o FPE	Diferenças observadas entre o FPN e o FPE	Referências com comportamentos parecidos ou iguais
Curva de Escoamento	Decaimento monotônico das curvas conforme aumento da temperatura do teste; Modelo H.B apresenta melhor ajuste em todas as temperaturas testadas.	-	Annis (1967), Ahmed e Makwashi (2018), Wang et al. (2016) e Medhi et al. (2019).
Viscosidade aparente e plástica	Decaimento logarítmico conforme aumento da temperatura.	FPE apresenta viscosidades aparente e plástica menores que o FPN	Hermoso et al. (2014), Mohammed (2016) e Huang et al. (2019)
TLE dinâmica	Decaimento logarítmico conforme aumento da temperatura.	FPE apresenta TLE menor que o FPN	Hermoso et al. (2014), Mohammed (2016) e Huang et al. (2019)
Índice de consistência (k) e índice de comportamento do escoamento (n)	-	Para o FPN o n decresce e o k aumenta com acréscimo da temperatura, já para o FPE ocorre o inverso.	Hermoso et al. (2014), Mohammed (2016) e Huang et al. (2019)
Módulo de armazenamento (G') e Módulo dinâmico (G'')	Decréscimo monotônico de G' e G'' conforme aumento da temperatura de envelhecimento.	-	Geng et al. (2019)
Tensões de cruzamento τ_{CR}	Ambos apresentam tensão de cruzamento.	A τ_{CR} decai pela metade para o FPE.	Geng et al. (2019)

Tabela 5.5 – Resumo dos resultados e comparações entre o FPN e o FPE.

(conclusão da Tabela 5.5)

Característica avaliada	Comportamento observado entre o FPN e o FPE	Diferenças observadas entre o FPN e o FPE	Referências com comportamentos parecidos ou iguais
Deformações de cruzamento γ_{CR}	Ambos apresentam deformação de cruzamento.	A γ_{CR} do FPE é maior que a deformação do FPN.	Geng et al. (2019)
Deformação crítica de transição	Ambos apresentam a mesma deformação crítica para todas as taxas de deformações e tempos de repouso testados.	A deformação crítica de transição do FPE é 54 % menor que a do FPN.	Andrade et al. (2016) e Skadsem et al. (2019)
Instante da tensão pico τ_P	-	As τ_P ocorrem mais rapidamente para o FPE.	-
Tensão de Pico	Ambos apresentam aumento logarítmico na τ_P conforme incremento do tempo de repouso.	Tensões de pico para o FPE são aproximadamente 70% inferiores menores que as τ_P do FPN.	Bjørkevoll et al. (2003) e Skadsem et al. (2019)

Fonte: Autor.

5.2 Efeitos da Pressão em Temperatura Atmosférica

5.2.1 Varreduras Oscilatórias de Amplitudes de Tensões em Diferentes Pressões e Temperatura Constante

Conforme visto nas seções 5.1.2 e 5.1.3.2, a temperatura afeta drasticamente a característica estrutural do fluido de perfuração, proporcionando reduções nos módulos dinâmicos do fluido.

Com o objetivo de verificar como a pressão pode modificar a estrutura do fluido de perfuração, foram realizados testes oscilatórios de amplitudes de tensões nas pressões atmosférica e de 70, 270, 550 e 800 bar e temperatura constante de 25 °C. Como já explicado no Capítulo 4, devido à imprecisão da tecnologia de movimentação com o acoplamento magnético da célula de pressão, o fabricante recomenda avaliar os testes oscilatórios realizados com a célula de pressão de maneira qualitativa, pois pode haver um grande erro embutido nos valores medidos dos módulos dinâmicos.

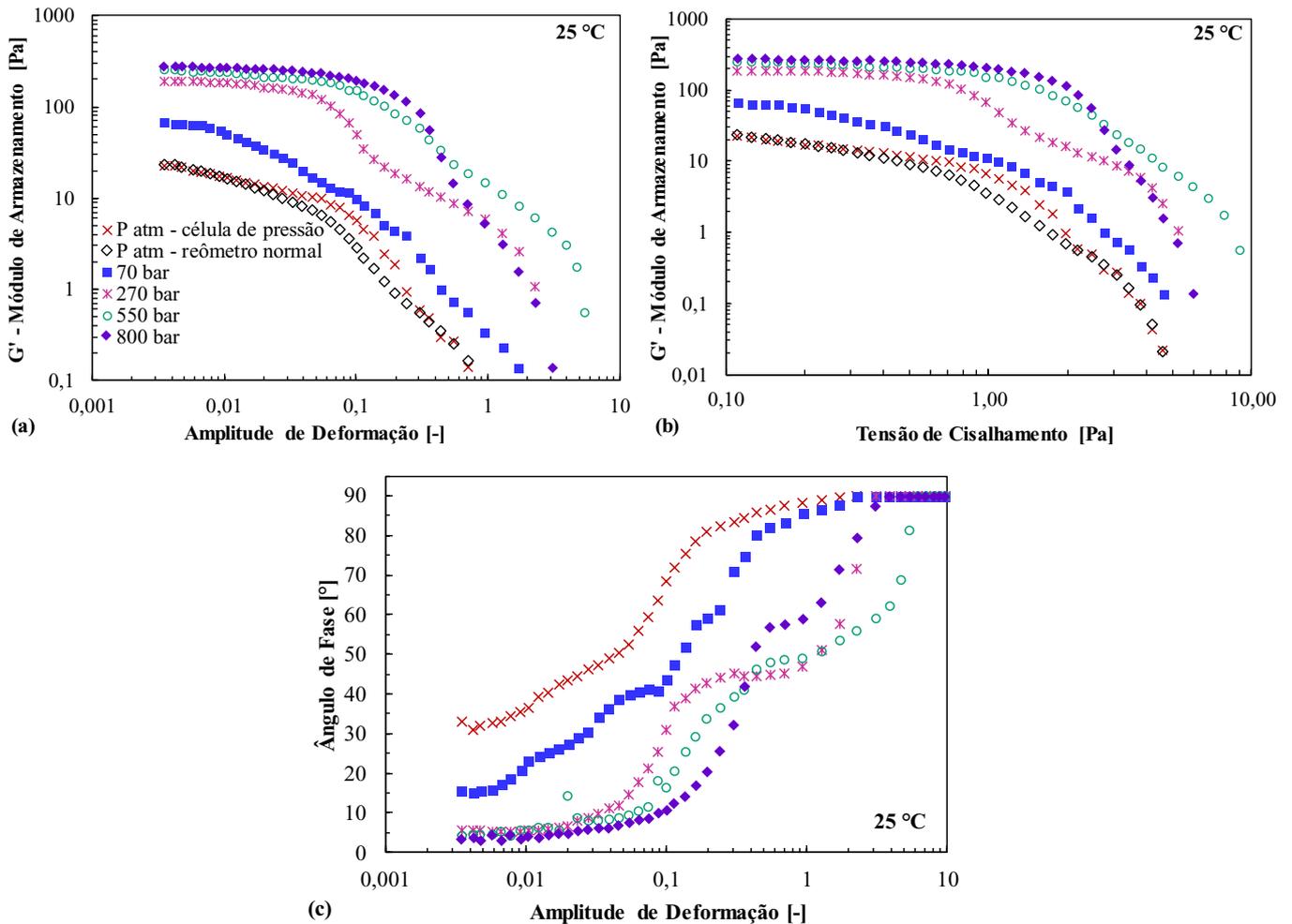
A Figura 5.11 apresenta os resultados dos módulos de armazenamento em função da amplitude de deformação (a) e da tensão de cisalhamento (b), bem como o ângulo de fase (c) para os testes oscilatório de varredura de tensões obtidos nas pressões atmosférica e de 70, 270, 550 e 800 bar e temperatura constante de 25 °C. Os ensaios oscilatórios foram feitos em duplicatas para verificação da repetibilidade dos resultados.

Analisando a Figura 5.11 pode-se verificar um aumento significativo no módulo de armazenamento com o aumento de pressão. Fica claro ao observar a Figura 5.11 que o comportamento de G' em diferentes pressões segue a mesma tendência do resultado obtido no reômetro em configuração habitual e em pressão atmosférica, o que possibilita maior confiabilidade nos resultados obtidos com a célula de pressão.

É interessante observar que para as pressões de 270, 550 e 800 bar, o módulo de armazenamento manteve-se praticamente constante até a deformação de cisalhamento de 0,1 e tensão de cisalhamento de aproximadamente 0,7 Pa, evidenciando que G' é independente da deformação e tensão de cisalhamento até esses valores, vale ressaltar que o mesmo comportamento não foi observado para as pressões atmosférica e 70 bar. O resultado é indicativo que a pressão influencia na microestrutura do fluido de perfuração de tal maneira, que o aumento da pressão propicia ao módulo de armazenamento independência a determinadas faixas de deformações impostas, sugerindo que elevadas pressões aumentam o poder de reestruturação do fluido, e conseqüentemente, o grau de forças interpartículas é ampliado. Analisando os valores do ângulo de fase apresentados na Figura 5.11 (c) observa-se que com o

aumento da pressão o ângulo de fase diminui, evidenciado que a pressão proporciona ao fluido de perfuração características predominantemente elásticas, ou seja, o fluido se torna mais dúctil com o aumento da pressão.

Figura 5.11 – Módulos de armazenamento em função da amplitude de deformação (a) e da tensão de cisalhamento (b) e (c) ângulo de fase para os testes oscilatório de varredura de tensões de 0,1 a 100 Pa e frequência de 1 Hz obtidos nas pressões atmosférica e de 70, 270, 550 e 800 bar na temperatura constante de 25 °C.



Fonte: Autor.

Os resultados obtidos são corroborados com os de Maxey (2009) e Patel et al. (2019) que observaram o mesmo comportamento em testes oscilatórios de varreduras de frequência com fluidos de perfuração. Maxey (2009) identificou o aumento do módulo de armazenamento conforme o acréscimo da pressão (Figura 3.2) e conclui que o acréscimo da pressão intensifica as características viscoelásticas do fluido devido a compressão das gotículas da emulsão. As gotículas da emulsão diminuem de tamanho e aumentam a rigidez sob pressão e essa ação pode ser a razão para o aumento de G' . Patel et al. (2019) também observaram ampliação do módulo

de armazenamento e identificaram que G' também é independente da frequência (na faixa testada pelos autores). Os autores concluíram que a pressão proporciona ao fluido aumento na propriedade elástica e, portanto, melhora na capacidade de reestruturação e gelificação do fluido de perfuração.

Ao comparar os resultados obtidos nas seções 5.1.2 e 5.1.3.2 pode-se afirmar que tanto a temperatura como a pressão afetam o comportamento estrutural do fluido de perfuração, porém de maneiras opostas. A temperatura tende a diminuir as propriedades viscoelásticas do fluido, enquanto que a pressão tende a amplificá-las. É interessante verificar como os dois efeitos (altas pressões e altas temperaturas) juntos alterariam o comportamento estrutural do fluido, porém não houve tempo hábil para realização desses ensaios.

5.3 Efeitos Combinados de Pressão e Temperatura e Correlações Experimentais

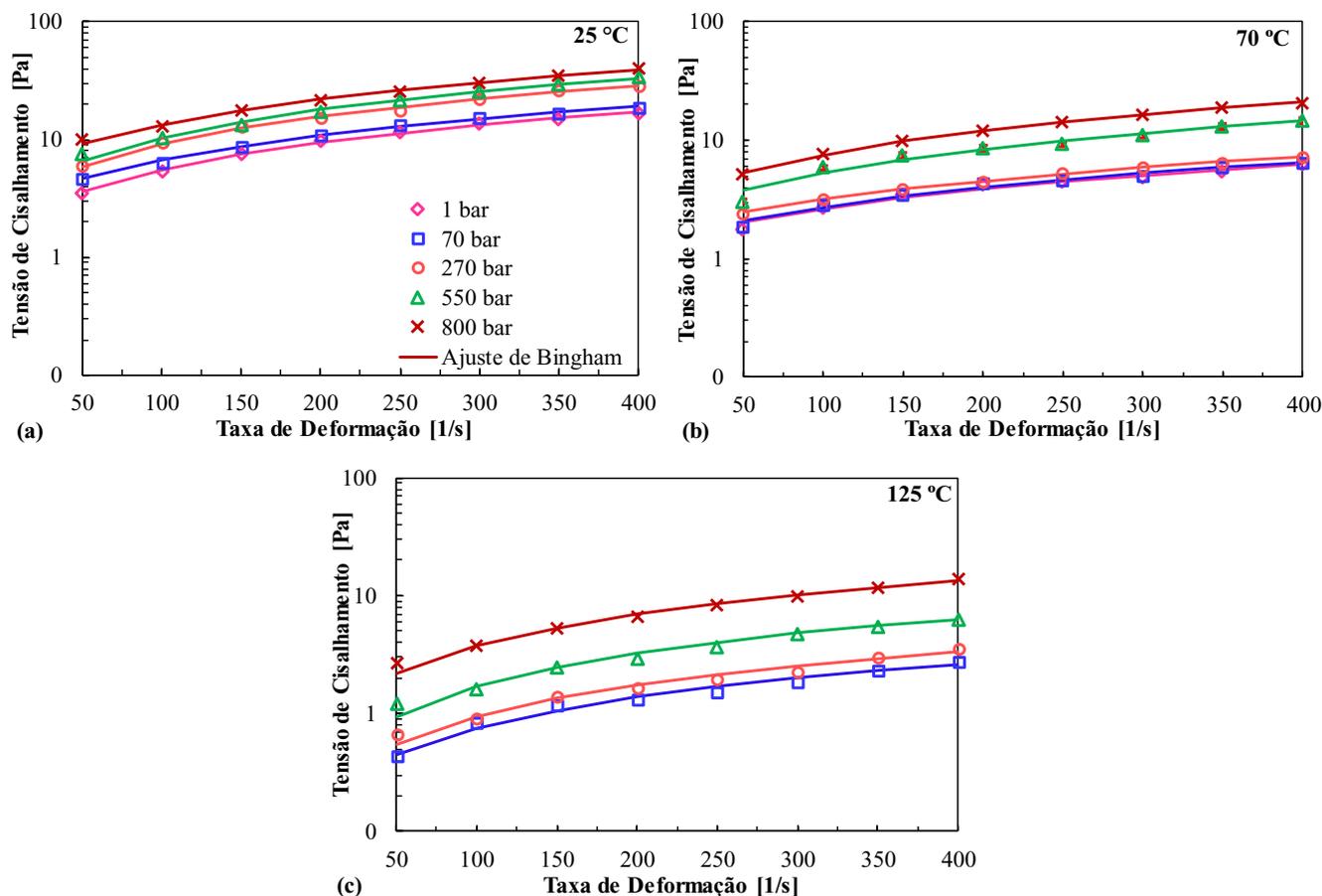
Nas seções anteriores os efeitos da temperatura e da pressão no fluido de perfuração foram verificados isoladamente, já esta seção é dedicada para a verificação dos efeitos combinados de pressão e temperatura nas propriedades reológicas do fluido de perfuração.

5.3.1 Curvas de Escoamento em HPHT

As curvas de escoamentos do fluido de perfuração em diferentes pressões e temperaturas são apresentadas na Figura 5.12, sendo (a) 25 °C e pressões de 1, 70, 270, 550 e 800 bar; (b) 70 °C e pressões de 1, 70, 270, 550 e 800 bar e (c) 125 °C e pressões de 70, 270, 550 e 800 bar. O modelo de Bingham, Equação (2.7), foi utilizado para ajuste das curvas de escoamento.

Para estabelecimento da condição de equilíbrio, admitiu-se que o regime permanente foi alcançado quando os cem últimos pontos obtidos em cada patamar apresentaram diferença menor do que 5 % na tensão de cisalhamento. Conforme explicado no Capítulo 4 (seção 4.3.4), aplicou-se a metodologia de planejamento fatorial para execução dos ensaios reométricos, os testes a 70 °C e 550 bar (ponto central) foram realizados três vezes e a média, desvio padrão, bem como a análise de variância (ANOVA) de fator único com nível de significância de 95% são apresentados no APÊNDICE C. Os resultados da análise estatística indicaram que não há diferenças estatisticamente significativas entre as tensões de cisalhamento obtidas nas repetições do ponto central. Para garantir a confiabilidade dos testes na célula de pressão, os ensaios a 25 e 125 °C nas pressões de 270 bar, também foram realizados em duplicatas e não apresentaram diferenças estatisticamente significativas, conforme pode ser observado no Apêndice C.

Figura 5.12 – Curvas de escoamento e experimental ze ajuste para o modelo Bingham para: (a) 25 °C e pressões de 1, 70, 270, 550 e 800 bar; (b) 70 °C e pressões de 1, 70, 270, 550 e 800 bar; (c) 125 °C e pressões de 70, 270, 550 e 800 bar. As barras de erros em vermelho em (b) mostram o desvio padrão de três repetições dos ensaios realizados a 70 °C e 550 bar.



Fonte: Autor.

Analisando a Figura 5.12 (a) observa-se que em 25 °C os efeitos da pressão começam a ser significativos a partir de 270 bar. O aumento das tensões de cisalhamento é extremamente expressivo, por exemplo, na taxa de deformação de 250 s⁻¹ a 550 bar a tensão duplica, a 800 bar a tensão de cisalhamento praticamente triplica, quando comparado ao valor na mesma taxa e pressão atmosférica. Entretanto, ao aumentar a temperatura o efeito da pressão é reduzido, nota-se que em 70 e 125 °C, Figura 5.12 (b) e (c), o efeito da temperatura é dominante até 270 bar, ou seja, o comportamento do fluido é influenciado principalmente pelos efeitos causados pela temperatura. Em 550 bar o efeito da pressão passa a ser extremamente significativo no comportamento e nos parâmetros reológicos do fluido de perfuração, em ambas temperaturas 70 e 125 °C. Já em 800 bar o efeito dominante da pressão faz com que as tensões de cisalhamento quadruplicam quando comparados aos valores na pressão de 70 bar e nas temperaturas de 70 e 125 °C. Alderman et al. (1988), Herzhaft et al. (2001) e Vajargah e Van Oort (2015) também observaram em seus trabalhos, analisando diferentes fluidos de perfuração,

que as tensões de cisalhamento duplicam ou até quadriplicam-se quando a pressão aumenta para valores entre 500 a 1000 bar, independentemente da temperatura aplicada.

É interessante observar que os resultados obtidos são atestados por diversos trabalhos da literatura, como por exemplo o de Zhao et al. (2008), no qual os autores concluíram que o efeito da pressão é considerável à temperatura ambiente e gradualmente reduz com o aumento da temperatura. Já Ibeh (2007) e Gandelman et al. (2007) também constataram que o efeito da temperatura nas propriedades reológicas do fluido é predominante até determinada pressão. Entretanto, difere-se em relação ao valor de pressão limite acima da qual a temperatura deixa de apresentar influência dominante. Para o fluido de perfuração em estudo observa-se que para pressões inferiores a 270 bar, os efeitos da temperatura são dominantes, enquanto que os efeitos da pressão predominam quando ultrapassa-se 550 bar, independentemente da temperatura. Esse resultado é corroborado por Gokdemir et al. (2017), que também verificou que os efeitos da pressão passam a ser significativos, para um SBM, em pressões superiores a 276 bar.

Os dados experimentais das curvas de escoamento em diferentes temperaturas foram ajustados para os modelos de Bingham e Herschel-Bulkley, conforme as Equações (2.7) e (2.8). A Tabela 5.6 exhibe os ajustes para os modelos de Bingham e HB.

Tabela 5.6 – Parâmetros dos modelos de Bingham e Herschel-Bulkley em diferentes pressões e temperaturas.

Parâmetros do modelo de Bingham												
P (bar)	25 °C			70 °C			125 °C					
	μ_b (Pa.s)	τ_0 (Pa)	R ²	μ_b (Pa.s)	τ_0 (Pa)	R ²	μ_b (Pa.s)	τ_0 (Pa)	R ²			
1	$3,84 \cdot 10^{-2}$	1,74	0,996	$1,20 \cdot 10^{-2}$	1,46	0,982	-	-	-			
70	$4,14 \cdot 10^{-2}$	2,53	0,998	$1,27 \cdot 10^{-2}$	1,44	0,999	$6,20 \cdot 10^{-3}$	0,133	0,979			
270	$6,54 \cdot 10^{-2}$	2,61	0,995	$1,37 \cdot 10^{-2}$	1,80	0,999	$7,90 \cdot 10^{-3}$	0,150	0,976			
550	$7,57 \cdot 10^{-2}$	2,85	0,996	$3,06 \cdot 10^{-2}$	2,22	0,980	$1,54 \cdot 10^{-2}$	0,173	0,990			
800	$8,16 \cdot 10^{-2}$	4,81	0,997	$4,48 \cdot 10^{-2}$	3,06	0,999	$3,17 \cdot 10^{-2}$	0,582	0,991			

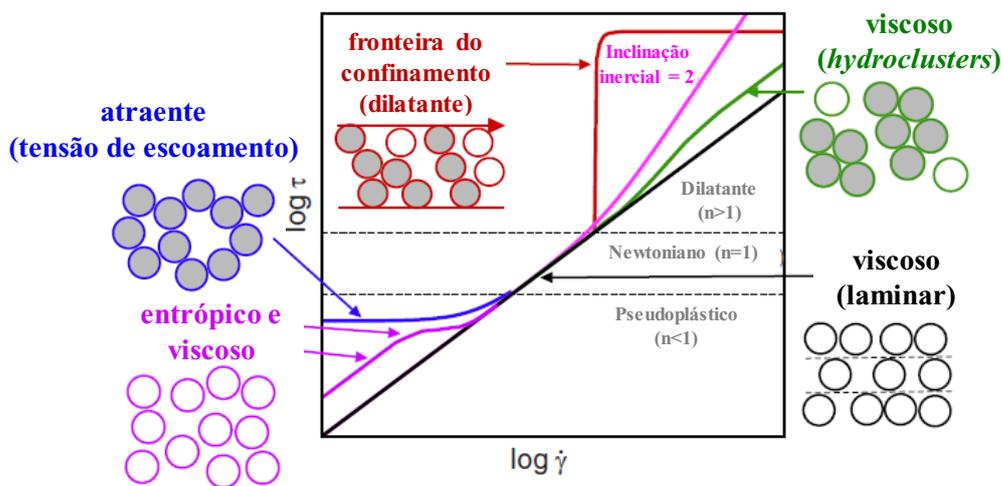
Parâmetros do modelo de Herschel-Bulkley												
P (bar)	25 °C				70 °C				125 °C			
	k (Pa.s)	n	τ_0 (Pa)	R ²	k (Pa.s)	n	τ_0 (Pa)	R ²	k (Pa.s)	n	τ_0 (Pa)	R ²
1	0,118	0,825	0,320	0,999	0,144	0,620	0,170	0,992	-	-	-	-
70	$5,74 \cdot 10^{-2}$	0,948	2,14	0,998	$7,87 \cdot 10^{-2}$	0,718	0,609	0,993	$8,54 \cdot 10^{-4}$	1,32	0,389	0,984
270	$3,07 \cdot 10^{-2}$	1,12	3,81	0,995	$2,35 \cdot 10^{-2}$	0,915	1,58	1,00	$3,02 \cdot 10^{-4}$	1,53	0,609	0,989
550	$1,82 \cdot 10^{-2}$	1,23	5,24	0,999	$6,83 \cdot 10^{-2}$	1,11	1,46	0,981	$1,58 \cdot 10^{-3}$	1,36	0,848	0,998
800	$2,58 \cdot 10^{-2}$	1,19	7,18	0,999	$5,32 \cdot 10^{-2}$	0,973	2,85	0,999	$2,94 \cdot 10^{-3}$	1,38	2,07	0,999

Fonte: Autor.

Analisando a Tabela 5.6 observa-se que os valores de índice de comportamento do escoamento exibem valores superiores a 1, para diferentes condições de pressão e temperatura, mais especificamente para a temperatura de 125 °C e pressões de 70, 270, 550 e 800 bar, indicando que o fluido apresenta comportamento dilatante. A literatura clássica de reologia

introduz que fluidos dilatantes não apresentam tensão limite de escoamento, o que contradiz os resultados obtidos. Contudo, Brown e Jaeger (2014) realizaram uma revisão sobre os efeitos e mecanismos dilatantes (*shear-thickening*) em suspensões. Os autores abordam que alguns materiais apresentam comportamento pseudoplástico (*shear-thinning*) até determinada taxa de deformação e em taxas mais altas passam a ter um comportamento denominado como *Discontinuous shear-thickening* (DST). A Figura 5.13 apresenta um esboço de diferentes regimes possíveis de tensão de cisalhamento *versus* taxa de deformação para suspensões, plotados em escala logarítmica. Várias contribuições para tensões e seus arranjos de partículas associados são indicados para diferentes comportamentos (pseudoplástico, newtoniano e dilatante) quando submetidos a diferentes taxas de deformação. Segundo Brown e Jaeger (2014) um fluido complexo pode exibir todos esses comportamentos (pseudoplástico, newtoniano e dilatante) juntos, dependendo das propriedades do material, das forças dominantes entre partículas e das condições (pressão e temperatura) a qual o material está submetido.

Figura 5.13 – Esboço de diferentes regimes possíveis de tensão de cisalhamento versus taxa de deformação para suspensões, plotados em escala log.

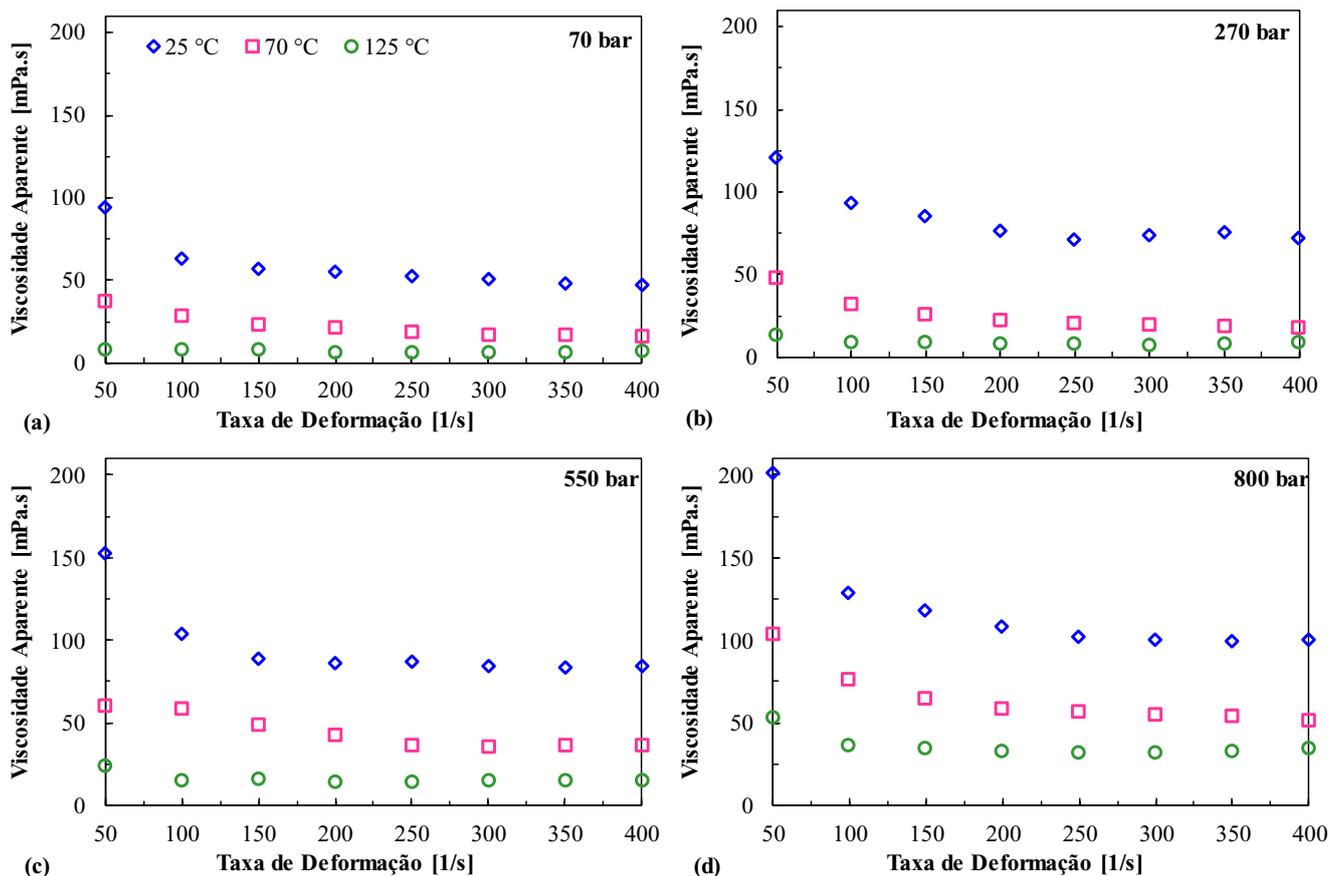


Fonte: Adaptado de Brown e Jaeger (2014).

Vários autores como Majumdar et al. (2011), Kawasaki e Berthier (2018), Bosco et al. (2019), Bossis et al. (2019), Chen et al. (2019), Nakamura et al. (2020) e Wang et al. (2020) verificaram para diferentes tipos de fluidos o comportamento *Discontinuous shear-thickening* (DST). Todos os autores afirmam que a melhor maneira de observar se o material é dilatante, ou apresenta o comportamento DST, é verificando como a viscosidade aparente se comporta em função da taxa de deformação, observando em que ponto houve o aumento da viscosidade, se esse aumento aconteceu em todas as taxas de deformações, ou se começa a ocorrer a partir de determinada taxa de deformação, e até se esse aumento é desprezível. Com essas

informações plotou-se a viscosidade aparente em função da taxa de deformação para as diferentes condições HPHT testadas, a Figura 5.14 apresenta os resultados da viscosidade aparente em função da taxa de deformação.

Figura 5.14 – Curvas de viscosidade experimental para: (a) 70 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (b) 270 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (c) 550 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (d) 800 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C.



Fonte: Autor.

Conforme verifica-se na Figura 5.14 a viscosidade aparente não aumenta conforme o aumento da taxa de deformação, pelo contrário, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de deformação, evidenciando comportamento semelhante a materiais pseudoplásticos. Analisando a Figura 5.14 (b) observa-se que a curva a 25 °C e 270 bar, para as taxas de 300 e 350 s⁻¹ a viscosidade aparente apresenta leve aumento, de aproximadamente 5% quando comparado a valor da viscosidade aparente na taxa de 250 s⁻¹. Não é um aumento muito expressivo, além disso foi a única curva que apresentou esse comportamento, que pode ser relacionado a algum erro experimental. Logo, o fluido de perfuração não apresenta comportamento dilatante em condições HPHT. É interessante verificar também que em algumas condições como a 70 °C e 70 bar, 125 °C e 70 bar, 125 °C e 270 bar, 125 °C e 550 bar

a viscosidade aparente se mantém praticamente constante em todas as taxas de deformação analisadas, indicando comportamento semelhante ao de fluido newtoniano. Combs e Whitmire (1960) e Hiller (1963) verificaram para um OBM que em altas temperaturas e pressões os fluidos apresentaram comportamento próximo ao newtoniano, corroborando com os resultados obtidos.

De acordo com Coussot (2014) é fundamental utilizar taxas de deformação em escala logarítmica para representar a curva de escoamento, pois assim é possível visualizar com mais clareza o comportamento não newtoniano do material quando baixas taxas de deformação são impostas, bem como obter os valores de TLE dinâmica, viscosidade plástica, índices de comportamento do escoamento e de consistência com mais precisão. Contudo, conforme explicado no Capítulo 4, seção 4.2.3.1, a faixa de operação confiável de taxas de deformações, com o aparato de célula de pressão e o fluido em estudo, é entre 500 a 50 s^{-1} , tornando-se inviável a aplicação da escala logarítmica. A fim de verificar como a taxa mínima de deformação utilizada para a obtenção da curva de escoamento influencia nos resultados dos ajustes dos parâmetros dos modelos de Bingham e HB, realizou-se uma calibração dos modelos com os resultados da curva de escoamento obtida no reômetro com a configuração habitual, impondo patamares de taxas de deformação de 400 a $0,1 \text{ s}^{-1}$, na temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e pressão atmosférica. A calibração foi realizada utilizando as taxas mínimas de $0,1$, a 100 s^{-1} para cálculo dos ajustes.

A Tabela 5.7 apresenta os resultados da calibração dos ajustes do modelo Newtoniano, de Bingham e HB utilizando como taxas de deformação mínima os valores de $0,1$, $0,3$, 1 , 3 , 10 , 50 e 100 s^{-1} . Analisando a Tabela 5.7 verifica-se que quanto maior é a menor taxa de deformação utilizada, melhor é o ajuste para os modelos Newtoniano e de Bingham, evidenciando que para taxas mais altas, a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação tem relação linear e é semelhante ao comportamento de fluidos newtonianos. Nota-se também que quanto maior é a menor taxa de deformação usada para o cálculo dos ajustes, maior é a diferença entre os valores dos parâmetros, tanto para Bingham como para H.B, quando comparado os parâmetros obtidos com a taxa de $0,1 \text{ s}^{-1}$. Observa-se que a viscosidade plástica ajustada apresenta diferenças superiores a 15% para as taxas mínimas de 50 e 100 s^{-1} . Já a TLE apresenta diferenças superiores a 60% para as taxas mínimas 50 e 100 s^{-1} , quando comparada a TLE obtida para a taxa mínima de $0,1 \text{ s}^{-1}$. Os parâmetros de Herschel-Bulkley evidenciam diferenças mais significativas. Por exemplo, o índice de consistência e de comportamento do escoamento exibem diferenças superiores a 90% para as taxas mínimas de 50 e 100 s^{-1} , quando comparadas

aos valores para a taxa mínima de $0,1 \text{ s}^{-1}$. A diferença para os valores de TLE é ainda maior, sendo superiores a 200% para as taxas mínimas 50 e 100 s^{-1} , quando a TLE obtida para a taxa mínima de $0,1 \text{ s}^{-1}$.

Tabela 5.7 – Resultados da calibração dos ajustes dos modelos Newtoniano, de Bingham e de Herschel-Bulkley utilizando diferentes taxas mínimas de deformação.

Calibração dos parâmetros do modelo Newtoniano							
Taxa de deformação mínima	25 °C e P atm						
	μ (Pa.s)	R ²	Diferença μ (%)				
0,1	$4,61 \cdot 10^{-2}$	0,972	0,00				
0,3	$4,61 \cdot 10^{-2}$	0,977	0,00				
1	$4,61 \cdot 10^{-2}$	0,980	0,00				
3	$4,61 \cdot 10^{-2}$	0,982	0,00				
10	$4,61 \cdot 10^{-2}$	0,989	$4,34 \cdot 10^{-2}$				
50	$4,58 \cdot 10^{-2}$	0,985	0,564				
100	$4,55 \cdot 10^{-2}$	0,989	1,28				

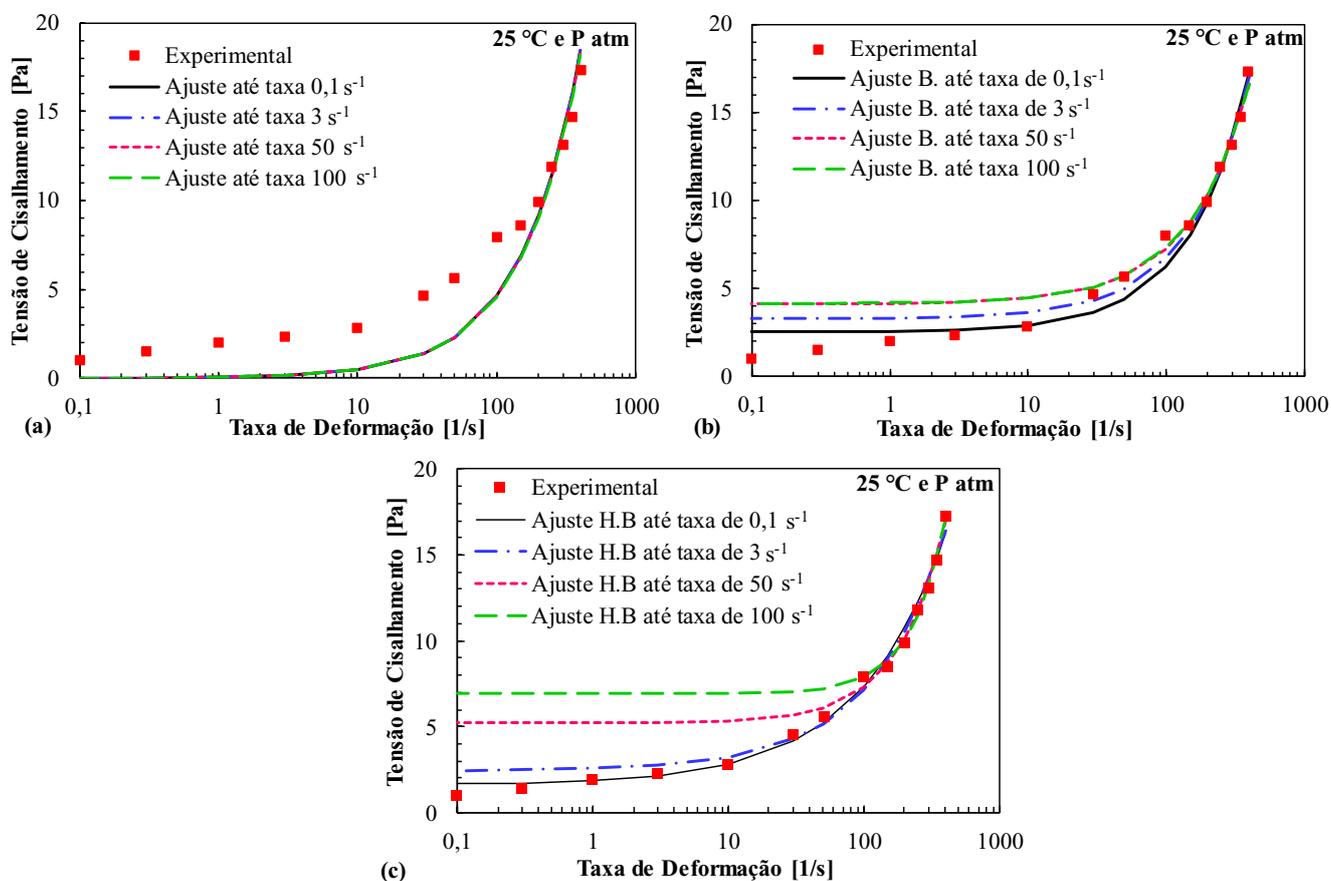
Calibração dos parâmetros do modelo de Bingham					
Taxa de deformação mínima	25 °C e P atm				
	μ_b (Pa.s)	τ_0 (Pa)	R ²	Diferença μ_b (%)	Diferença τ_0 (%)
0,1	$3,69 \cdot 10^{-2}$	2,55	0,972	0,00	0,00
0,3	$3,60 \cdot 10^{-2}$	2,79	0,977	2,44	9,47
1	$3,52 \cdot 10^{-2}$	3,03	0,980	4,61	18,85
3	$3,43 \cdot 10^{-2}$	3,27	0,982	7,05	28,31
10	$3,32 \cdot 10^{-2}$	3,57	0,984	10,03	39,95
50	$3,13 \cdot 10^{-2}$	4,11	0,985	15,18	61,50
100	$3,12 \cdot 10^{-2}$	4,15	0,980	15,45	62,85

Calibração dos parâmetros do modelo de Herschel-Bulkley							
Taxa de deformação mínima	25 °C e P atm						
	k (Pa.s)	n	τ_0 (Pa)	R ²	Diferença k (%)	Diferença n (%)	Diferença τ_0 (%)
0,1	0,250	0,679	1,62	0,989	0,00	0,00	0,00
0,3	0,199	0,715	1,89	0,989	20,38	5,27	17,12
1	0,159	0,750	2,16	0,989	36,28	10,42	33,48
3	0,127	0,785	2,42	0,988	49,14	15,62	49,82
10	$7,92 \cdot 10^{-2}$	0,859	2,95	0,986	68,29	26,50	82,68
50	$5,77 \cdot 10^{-3}$	1,27	5,25	0,989	97,69	87,19	225,19
100	$3,07 \cdot 10^{-4}$	1,74	6,95	0,995	99,88	155,91	330,23

Fonte: Autor.

A Figura 5.15 apresenta a curva de escoamento obtida no reômetro em configuração habitual (sem célula de pressão) em 25 °C e a pressão atmosférica, impondo-se patamares de taxas de deformação de 400 a $0,1 \text{ s}^{-1}$ e os ajustes do modelo Newtoniano (a); Bingham (b) e Herschel-Bulkey (c), utilizando as taxas de deformação mínima de 0,1, 3, 50 e 100 s^{-1} para cálculo dos parâmetros dos ajustes.

Figura 5.15 – Curva de escoamento experimental a 25 °C e pressão atmosférica, obtida no reômetro em configuração habitual e: (a) ajuste modelo Newtoniano; (b) ajuste de Bingham; (c) Ajuste de Herschel-Bulkey para taxas de deformação mínima de 0,1, 3, 50 e 100 s⁻¹ para cálculo dos parâmetros dos ajustes.



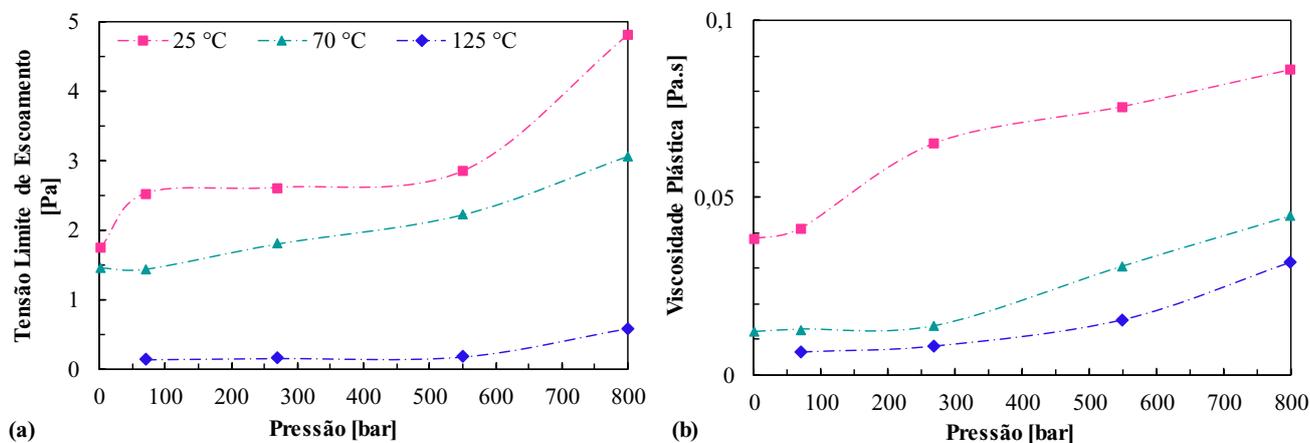
Fonte: Autor.

Avaliando a Figura 5.15 nota-se que os ajustes realizados para os três modelos (Newtoniano, Bingham e HB) e para as taxas mínimas de 3, 50 e 100 s⁻¹ não se ajustam bem aos dados experimentais para taxas inferiores a 100 s⁻¹. Esses resultados mostram que quando se considera apenas altas taxas de deformação para realização dos ajustes, observa-se somente o comportamento do material que se assemelha ao de um fluido newtoniano. Portanto, as características não newtonianas do fluido que são mais evidentes em baixas taxas de deformação não são capturadas. Devido a limitação da célula de pressão, não é possível analisar como realmente a pressão combinada com a temperatura influenciam nas características não newtonianas do fluido de perfuração em baixas taxas de deformação. Os ajustes obtidos utilizando somente altas taxas de deformação não reproduz o comportamento real do fluido de perfuração. Dessa forma, é atualmente inviável obter os reais valores da TLE dinâmica, bem como, viscosidade plástica, índice de consistência e de comportamento do escoamento utilizando a célula de pressão a partir da curva de escoamento.

Sabe-se que a TLE dinâmica é obtida através da extrapolação da tensão de cisalhamento para a taxa de deformação tendendo a zero. Diante das calibrações feitas para os ajustes de Bingham e HB, observa-se que quanto maior o valor da menor taxa de deformação empregada para cálculo do ajuste do modelo de H.B, pior é a extrapolação dos valores da tensão de cisalhamento para as taxas de deformação menores, conforme pode-se observar na Figura 5.15 (c). Na Figura 5.15 (b), observa-se que o modelo de Bingham representa melhor os valores experimentais em baixas taxas de deformação. Além disso, conforme observa-se na Tabela 5.7, os parâmetros de Bingham apresentaram diferença menor na calibração dos ajustes para diferentes taxas mínimas que os parâmetros de HB. Partindo da hipótese que o comportamento do fluido de perfuração em altas pressões é semelhante ao comportamento em pressão atmosférica, a viscosidade plástica e a TLE dinâmica obtidas pelo ajuste de Bingham são avaliadas de forma qualitativa em condições HPHT.

A Figura 5.16 apresenta os parâmetros do ajuste de Bingham (TLE dinâmica e viscosidade plástica) em função da pressão e nas temperaturas de 25, 70 e 125 °C.

Figura 5.16 – Parâmetros dos ajustes de Bingham, sendo: (a) tensão limite de escoamento; (b) viscosidade plástica em função da pressão nas temperaturas de 25, 70 e 125 °C.



Fonte: Autor.

Analisando qualitativamente a Figura 5.16 (a) e também a Tabela 5.6, verifica-se que a TLE tende a aumentar com o acréscimo da pressão. Porém, as tensões limite de escoamento a 25 °C são em média 30% maiores do que as obtidas a 70 °C e aproximadamente 80% maiores do que as obtidas a 125 °C, evidenciando que mesmo em altas pressões, os efeitos da temperatura são mais dominantes que os efeitos da pressão. Esse resultado é corroborado por Politte (1985) e Demirdal e Cunha (2006) que concluíram que a TLE é fracamente afetada pela pressão e fortemente afetada pela temperatura, quando os fluidos de perfuração são submetidos

a temperaturas superiores a 90 °C. É interessante observar que em 125 °C a TLE apresenta valores muito próximos para as pressões de 70, 270 e 550 bar e tem aumento relevante em 800 bar.

Em relação a viscosidade plástica, apresentada na Figura 5.16 (b), observa-se o acréscimo de μ_b com o aumento da pressão nas três temperaturas testadas. É interessante observar que na temperatura de 25 °C a viscosidade plástica se mantém aproximadamente constante para as pressões de 1 e 70 bar, apresentando acréscimos significativos a partir de 270 bar. Em 70 °C μ_b se mantém quase constante nas pressões de 1, 70 e 270 bar, tendo aumento significativo nas pressões de 550 e 800 bar. A 125 °C a viscosidade plástica permanece constante a 70 e 270 bar, a partir de 550 bar, μ_b apresenta aumentos expressivos.

Por fim, conclui-se que as curvas de escoamento e as propriedades reológicas (tensão limite de escoamento e viscosidade plástica) são afetadas pela pressão e pela temperatura, porém, existe uma pressão limite, que para esse caso é aproximadamente 270 bar, a qual os efeitos da temperatura deixam de ser dominantes e os efeitos da pressão prevalecem; tanto a TLE dinâmica como a viscosidade plástica tendem a aumentar com a pressão.

5.3.2 Modelagem da Dependência da Viscosidade em Função da Pressão, Temperatura e Taxa de Deformação

Como visto no Capítulo 2, seção 2.3, além da dependência com a taxa de deformação, a viscosidade é altamente dependente da temperatura e pressão. Há várias equações disponíveis na literatura para descrever essa dependência, algumas, como visto na seção 2.4, são baseadas nas propriedades, características e teorias moleculares dos polímeros, outros modelos são teóricos baseados em teorias moleculares e do volume livre, no qual todos ou quase todos os parâmetros tem significado físico e alguns são modelos simplesmente empíricos que correlacionam os dados experimentais.

Com os dados obtidos nos ensaios reológicos testou-se quase todos os modelos descritos na seção 2.4, exceto os modelos de: Andrade-Barus, FMT e Yasutomi, devido à falta de dados experimentais PVT e também de outros dados, como o valor de energia de ativação do fluido de perfuração. De todos os modelos testados, o que apresentou melhor coeficiente de correlação foi o modelo fatorial WLF-Barus apresentado na Equação (2.21). Vale ressaltar que o modelo fatorial WLF- Barus modela a viscosidade plástica, obtida pelo ajuste de Bingham em função da pressão e da temperatura.

Utilizando a temperatura de 125 °C e pressão de 70 bar como referência para os cálculos obteve-se coeficiente de correlação de 0,916 e a equação obtida é apresentada na Equação (5.1):

$$\mu_b(T, P) = 0,006 \exp \left[\left(\frac{2,303 \left((-4,60 \times 10^{-3}) (T - 125) \right)}{(98,85) + (T - 125)} \right) \right] \left[\left((1,76 - (-2,88 \times 10^{-5}) (T - 125)) (P - 70) \right) \right] \quad (5.1)$$

É importante salientar que o modelo WLF-Barus proposto por Hermoso (2014) define que quaisquer temperatura e pressão podem ser utilizadas como valores de referência nos cálculos de regressão. Hermoso et al. (2014) utilizaram a temperatura de 40 °C e pressão de 1 bar como referência. Já em outro trabalho, Hermoso et al. (2017) utilizaram a temperatura de 70 °C e pressão de 1 bar como referência, ou seja, não há uma regra definida. Foram realizadas regressões com as temperaturas de 25 e 70 °C e as demais pressões (1, 70, 270, 550 e 800 bar) como referência, porém os coeficientes de correlação obtidos foram inferiores a 0,90.

Conforme descrito no Capítulo 4, seção 4.3.4, foi aplicado o delineamento experimental para avaliar e compreender melhor os efeitos das variáveis temperatura, pressão e taxa de deformação na viscosidade aparente do fluido de perfuração. O delineamento fatorial completo com um ponto central e duas repetições foi aplicado e os resultados da viscosidade aparente nas diferentes condições foram utilizados para calcular iterativamente e determinar os coeficientes das equações de regressão linear até obter modelos estatisticamente relevantes, relacionando a viscosidade aparente à temperatura, pressão e taxa de deformação utilizados nos ensaios reológicos. A análise estatística envolveu o ajuste de equações matemáticas lineares e não lineares aos resultados experimentais para a validação do modelo por meio da análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação foi utilizado para verificar a qualidade do modelo gerado pelos dados em nível de confiança de 95% para avaliar todos os termos do modelo. Todas as regressões, bem como a análise estatística foram realizadas no programa R, ambiente de software livre para computação e gráficos estatísticos.

A Equação (5.2) descreve o comportamento da viscosidade aparente em função das variáveis pressão, temperatura e taxa de deformação, bem como as interações entre as três variáveis, exibindo coeficiente de correlação de 0,958. A primeira parte da Equação (5.2) é a contribuição de primeira ordem, o segundo termo explica as interações entre duas variáveis.

$$\eta(T, P, \dot{\gamma}) = 1,22 \cdot 10^{-1} - 9,74 \cdot 10^{-4} T + 1,56 \cdot 10^{-4} P - 1,96 \cdot 10^{-4} \dot{\gamma} - 5,96 \cdot 10^{-7} TP + 1,81 \cdot 10^{-6} T\dot{\gamma} - 1,39 \cdot 10^{-7} P\dot{\gamma} \quad (5.2)$$

Vale ressaltar que o fato de se tentar descrever um conjunto de dados experimentais através de um modelo linear não significa que essas observações possam ser bem descritas através desse modelo. A descrição de um conjunto de dados experimentais a um modelo linear ou não linear, é feito por hipóteses e, essas hipóteses podem não ser necessariamente verdadeiras. É preciso testá-las (Myers et al., 2013; Myeres et al., 2016). Uma vez construído o modelo, é preciso submetê-lo a testes para verificar a veracidade da hipótese em que está fundamentado. A avaliação consiste em verificar se a especificação do modelo se adapta convenientemente aos dados experimentais. A avaliação do modelo pode ser feita de três maneiras diferentes, pela avaliação do grau de ajuste, grau de significância e grau de previsibilidade (Myers et al., 2013; Myeres et al., 2016).

A avaliação do grau de ajuste é medida em termos de sua capacidade de reproduzir os valores observados dos dados experimentais. A avaliação é feita através do cálculo do coeficiente de correlação (R^2). O R^2 é uma medida estatística de quão próximos os dados estão da linha de regressão ajustada. A avaliação do ajuste do modelo pode ser feita através da análise da variância (ANOVA) da regressão (Myers et al., 2013; Myeres et al., 2016). Os principais objetivos da análise da variância são verificar se há falta de ajuste no modelo e obter estimativa correta para a variância do modelo de regressão e estimar o grau de ajuste e significância do modelo (Box et al., 1978; Antony et al., 1998; Myers et al., 2013; Myeres et al., 2016).

A verificação da falta de ajuste do modelo de regressão é feita através da construção da tabela ANOVA, incluindo o teste de falta de ajuste, e verificação da significância estatística do valor encontrado para $F_{faltadeajuste}$ (Myers et al., 2013; Myeres et al., 2016). Para que o valor de $F_{faltadeajuste}$ seja considerado significativo, deverá ser maior ou igual ao respectivo valor de referência, em nível de confiança de 95% (Box et al., 1978; Antony et al., 1998; Myers et al., 2013; Myeres et al., 2016). Se $F_{faltadeajuste}$ for significativo, então há falta de ajuste no modelo construído e outro tipo de modelo deve ser testado (Myers et al., 2013; Myeres et al., 2016).

A Tabela 5.8 apresenta os resultados da ANOVA para o modelo proposto – Equação (5.2) para os termos de primeira ordem e de interação dupla. Conforme pode-se observar na Tabela 5.8 em nível de significância de 5% (valor $-P < 0,05$), nenhum dos efeitos dos fatores temperatura, pressão e taxa de deformação e da interação entre os fatores são significativos na variável de resposta (viscosidade aparente). Porém, em nível de significância de 10% (valor $P < 0,1$), os efeitos do fator temperatura são significativos na variável de resposta. Em relação a significância estatística do modelo, pode-se considerar que o modelo não é estatisticamente significativo, pois $F_{faltadeajuste}$ (15,08) é maior que o $F_{tabelado}$ (5,99). Logo, as

flutuações devido às variáveis independentes não são explicadas pelo modelo e há, portanto, falta de ajuste no modelo construído e outro tipo de modelo deve ser testado.

Tabela 5.8 – Análise de variância (ANOVA) para o modelo - Equação (5.2).

	Df	SSE	MSE	valor - F	valor-P
Termos de primeira ordem					
T	1	$1,42 \cdot 10^{-2}$	$1,42 \cdot 10^{-2}$	82,96	$6,96 \cdot 10^{-2}$
P	1	$6,79 \cdot 10^{-3}$	$6,79 \cdot 10^{-3}$	39,66	$1,00 \cdot 10^{-1}$
$\dot{\gamma}$	1	$3,57 \cdot 10^{-3}$	$3,57 \cdot 10^{-3}$	20,86	$1,37 \cdot 10^{-1}$
Termos de interação dupla					
TP	1	$9,50 \cdot 10^{-4}$	$9,50 \cdot 10^{-4}$	5,53	$1,37 \cdot 10^{-1}$
$T\dot{\gamma}$	1	$2,02 \cdot 10^{-4}$	$2,02 \cdot 10^{-4}$	11,78	$2,56 \cdot 10^{-1}$
$P\dot{\gamma}$	1	$6,30 \cdot 10^{-4}$	$6,30 \cdot 10^{-4}$	3,68	$1,80 \cdot 10^{-1}$
Residual	1	$1,70 \cdot 10^{-4}$	$1,70 \cdot 10^{-4}$		
Falta de ajuste	5	$1,29 \cdot 10^{-2}$	$2,58 \cdot 10^{-3}$	15,08	
Erro Residual		$1,31 \cdot 10^{-2}$			
R²		0,958			
F crítico da regressão		27,41			
F tabelado		5,99			

Df: grau de liberdade, SSE: Soma dos erros quadráticos, MSE: média dos erros quadráticos

Fonte: Autor.

Dessa forma, novamente através do software R, testou-se diferentes modelos de regressões lineares e não lineares com o objetivo de encontrar uma equação estatisticamente significativa, capaz de descrever o comportamento da viscosidade aparente em função da temperatura, pressão e taxa de deformação. O modelo de regressão linear com interação entre os fatores de segunda e terceira ordem foi o modelo que melhor descreveu a viscosidade aparente em função da temperatura, pressão e da taxa de deformação. A equação obtida é apresentada na Equação (5.3) com coeficiente de correlação de 0,971.

$$\begin{aligned}
 \eta(T, P, \dot{\gamma}) = & 1,62 \cdot 10^{-1} - 1,87 \cdot 10^{-3} T + 1,47 \cdot 10^{-4} P - 9,38 \cdot 10^{-4} \dot{\gamma} - 2,14 \cdot 10^{-6} TP + \\
 & 5,73 \cdot 10^{-6} T\dot{\gamma} + 6,04 \cdot 10^{-6} T^2 + 5,59 \cdot 10^{-9} T^2 P - 5,72 \cdot 10^{-9} T^2 \dot{\gamma} - \\
 & 2,69 \cdot 10^{-8} P^2 + 8,49 \cdot 10^{-10} P^2 T - 3,23 \cdot 10^{-10} P^2 \dot{\gamma} + 2,62 \cdot 10^{-6} \dot{\gamma}^2 - \\
 & 7,95 \cdot 10^{-9} \dot{\gamma}^2 T + 3,48 \cdot 10^{-10} \dot{\gamma}^2 P - 2,39 \cdot 10^{-9} \dot{\gamma}^3
 \end{aligned}
 \tag{5.3}$$

A Tabela 5.9 apresenta os resultados da ANOVA para o modelo proposto, Equação (5.3), para os termos de primeira, segunda e terceira e ordem de interação dupla de primeira, segunda e terceira. Conforme pode-se observar na Tabela 5.9, em nível de significância de 5% (valor - P < 0,05), os efeitos dos fatores de interação de segunda ordem entre temperatura e

pressão são significativos na variável de resposta, já em nível de significância de 1% (valor – $P < 0,01$) os efeitos dos fatores de interação de segunda ordem entre pressão e temperatura e o fator de terceira ordem da taxa de deformação são significativos na variável resposta. É importante salientar que, apesar dos fatores pressão e temperatura não serem significativos em nível de 5%, pelo princípio da marginalidade, deve-se considerar esses efeitos, pois estão presentes nas interações. Em relação a significância estatística do modelo, pode se considerar que o modelo é estatisticamente significativo, pois $F_{faltadeajuste}(2,58)$ é menor que o $F_{tabelado}(2,80)$. Logo, não há falta de ajuste no modelo construído e o valor R^2 possui significância estatística.

Tabela 5.9 – Análise de variância (ANOVA) para o modelo – Equação (5.3).

	Df	SSE	MSE	valor - F	valor-P
Termos de primeira ordem					
T	1	$4,55 \cdot 10^{-2}$	$4,55 \cdot 10^{-2}$	1016,71	$< 2,2 \cdot 10^{-16}$
P	1	$2,16 \cdot 10^{-2}$	$2,16 \cdot 10^{-2}$	483,02	$< 2,2 \cdot 10^{-16}$
$\dot{\gamma}$	1	$7,23 \cdot 10^{-3}$	$7,23 \cdot 10^{-3}$	159,56	$4,58 \cdot 10^{-16}$
Termos de interação dupla de primeira ordem					
TP	1	$2,63 \cdot 10^{-3}$	$2,63 \cdot 10^{-3}$	58,76	$1,42 \cdot 10^{-9}$
$T\dot{\gamma}$	1	$2,42 \cdot 10^{-3}$	$2,42 \cdot 10^{-3}$	54,15	$3,90 \cdot 10^{-9}$
Termos de segunda ordem					
T^2	1	$3,15 \cdot 10^{-3}$	$3,15 \cdot 10^{-3}$	70,51	$1,31 \cdot 10^{-10}$
P^2	1	$5,80 \cdot 10^{-4}$	$5,80 \cdot 10^{-4}$	13,06	$7,87 \cdot 10^{-4}$
$\dot{\gamma}^2$	1	$2,80 \cdot 10^{-4}$	$2,80 \cdot 10^{-4}$	62,69	$6,20 \cdot 10^{-10}$
Termos de interação dupla de segunda ordem					
T^2P	1	$2,10 \cdot 10^{-4}$	$2,10 \cdot 10^{-4}$	4,63	$3,0 \cdot 10^{-2}$
$T^2\dot{\gamma}$	1	$4,00 \cdot 10^{-5}$	$4,00 \cdot 10^{-5}$	0,85	$3,62 \cdot 10^{-1}$
P^2T	1	$3,40 \cdot 10^{-4}$	$3,40 \cdot 10^{-4}$	7,67	$8,24 \cdot 10^{-3}$
$P^2\dot{\gamma}$	1	$1,43 \cdot 10^{-3}$	$1,43 \cdot 10^{-3}$	31,99	$1,15 \cdot 10^{-6}$
$\dot{\gamma}^2T$	1	$1,01 \cdot 10^{-3}$	$1,01 \cdot 10^{-3}$	22,47	$2,36 \cdot 10^{-5}$
$\dot{\gamma}^2P$	1	$1,70 \cdot 10^{-4}$	$1,70 \cdot 10^{-4}$	3,77	$5,87 \cdot 10^{-2}$
Termos de terceira ordem					
P^3	1	$9,00 \cdot 10^{-5}$	$9,00 \cdot 10^{-5}$	2,10	$1,55 \cdot 10^{-1}$
$\dot{\gamma}^3$	1	$3,90 \cdot 10^{-4}$	$3,90 \cdot 10^{-4}$	8,65	$5,24 \cdot 10^{-3}$
Residual	43	$1,92 \cdot 10^{-3}$	$5,00 \cdot 10^{-5}$		
Falta de ajuste	41	$4,76 \cdot 10^{-3}$	$1,20 \cdot 10^{-4}$	2,58	
Erro Residual		$6,69 \cdot 10^{-3}$			
R²		0,971			
F crítico da regressão		125			
F tabelado		2,80			

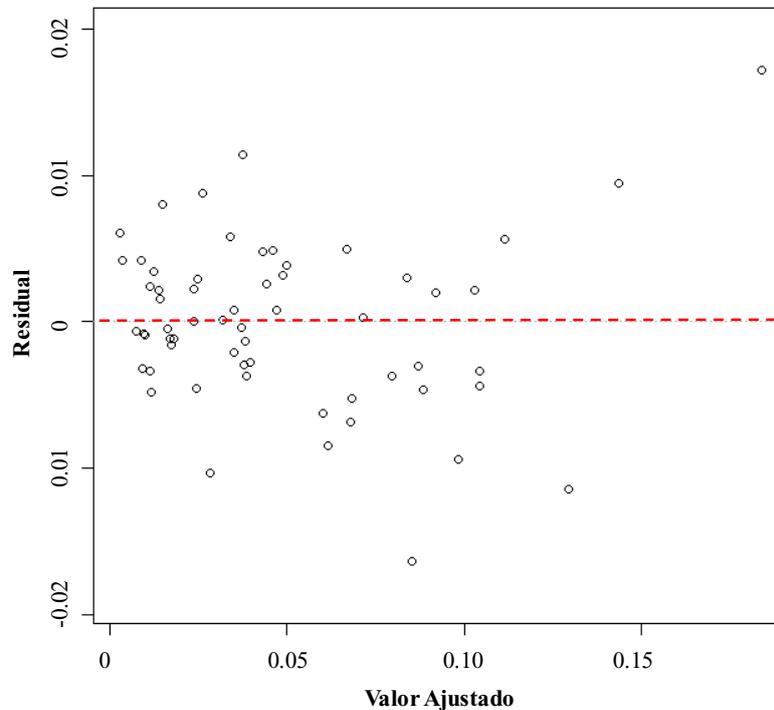
Df: grau de liberdade, SSE: Soma dos erros quadráticos, MSE: média dos erros quadráticos.

Fonte: Autor.

A Figura 5.17 apresenta o gráfico residual do modelo proposto pela Equação (5.3). Através da análise do gráfico de residual é possível avaliar se o erro observado (resíduos) é

consistente com o erro estocástico¹¹. O erro é a diferença entre o valor esperado e o valor observado, portanto, as diferenças entre os valores esperados e observados devem ser imprevisíveis.

Figura 5.17 – Gráfico Residual resultante do ajuste do modelo de regressão linear – Equação (5.3).



Fonte: Autor.

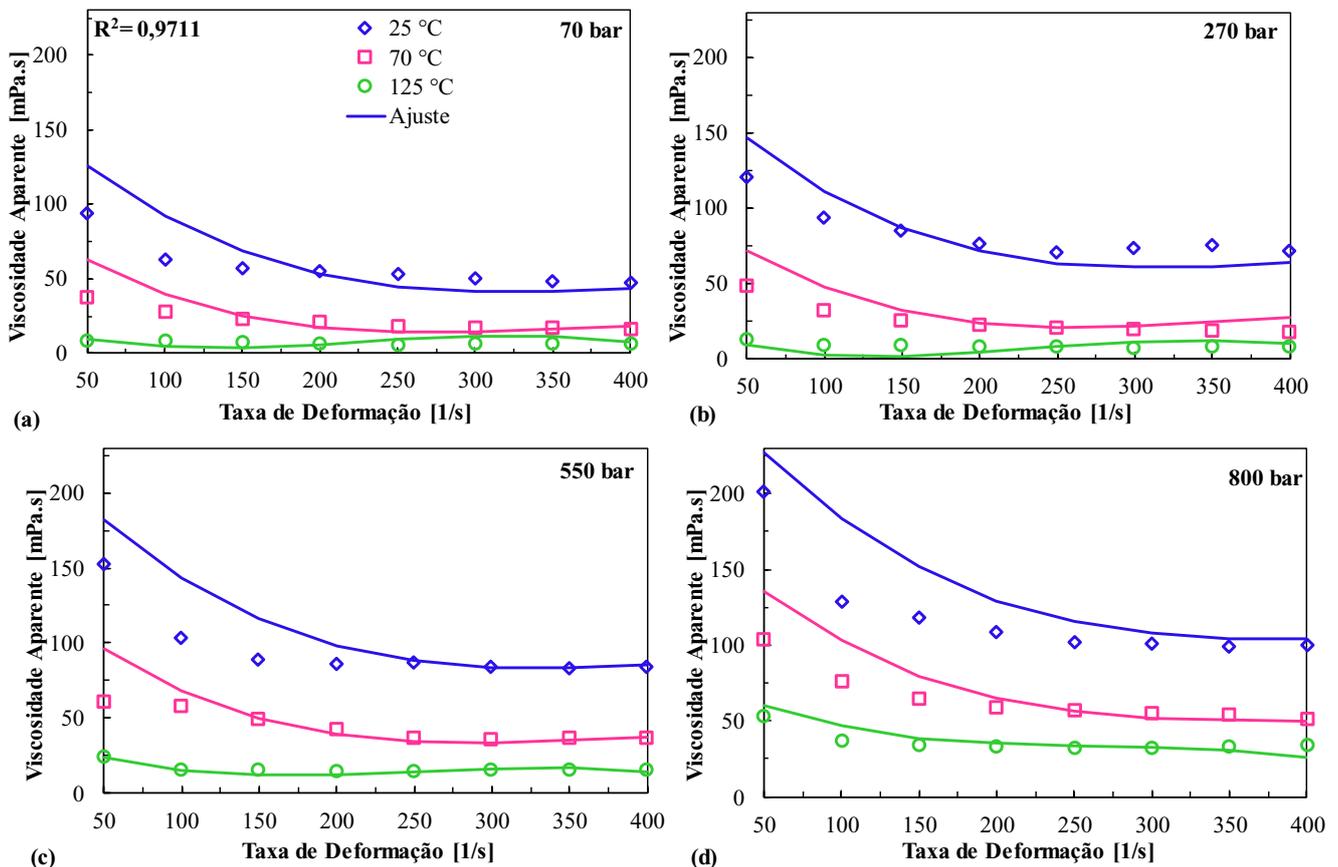
Para os modelos de regressão, no gráfico residual resultante, não se deve conseguir prever o erro para nenhuma observação. Logo, os resíduos não devem ser sistematicamente altos ou baixos. Os valores de resíduos devem ser aleatoriamente dispersos em torno de zero, em toda a faixa de valores ajustados, para que o modelo seja considerado adequado. Os resíduos devem produzir um padrão simétrico e ter uma propagação constante em toda a faixa. Analisando a Figura 5.17, observa-se que o modelo apresentado na Equação (5.3) é adequado, pois os resíduos são aleatoriamente dispersos em torno de zero em toda a faixa de valores ajustados.

A comparação dos dados experimentais da viscosidade aparente em diferentes temperaturas e pressões com os valores ajustados pela Equação (5.3) é apresentada na Figura 5.18. Vale ressaltar que para realização da regressão e consequente obtenção do modelo,

¹¹ Estocástico significa aleatório e imprevisível.

não foram utilizados todos os dados experimentais obtidos. Foram usados somente os dados conforme previu a matriz de planejamento dos experimentos reométricos (Tabela 4.7).

Figura 5.18 – Curva de viscosidade aparente experimental e ajuste para o modelo da dependência da viscosidade com a temperatura, pressão e taxa de deformação para: (a) 70 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (b) 270 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (c) 550 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (d) 800 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C.



Fonte: Autor.

Analisando a Figura 5.18 nota-se que a Equação (5.3) apresentou um bom ajuste comparado com os dados experimentais. Para as combinações de 25 °C e 270 bar, 70 °C e 270 bar, 70°C e 800 bar, 125 °C e 70 bar, 125 °C e 270 bar os quais os resultados experimentais não foram usados para a regressão, observou-se diferenças entre 15 a 50 % dos valores reais de viscosidade aparente e os valores calculados pela Equação (5.3). É interessante observar que para determinadas combinações de temperatura e pressão, como no caso a 125 °C e 550 bar, a viscosidade aparente se mantém praticamente constante. É notório também que as curvas de viscosidade a 70 °C e 550 bar e a 125 °C e 800 bar apresentaram praticamente os mesmos valores de viscosidade aparente, o mesmo ocorre para as condições de 70 °C e 70 bar e a 125 °C e 550 bar. O resultado indica o quão o fluido de perfuração é afetado pelos efeitos da

temperatura, mas, também mostra como os efeitos da pressão compensam os efeitos da temperatura, equilibrando a viscosidade aparente do fluido de perfuração.

Certamente, seria muito mais interessante ter uma equação constitutiva, assim como as equações de Herschel-Bulkley, Bingham, Lei da potência as quais descrevem a dependência da viscosidade aparente em função da taxa de deformação para fluidos não newtonianos para descrever a dependência da viscosidade em função dos três parâmetros: temperatura, pressão e taxa de deformação. Contudo, os modelos disponíveis na literatura não se mostraram eficientes para o fluido em estudo.

O uso das ferramentas estatísticas teve como objetivo, não exatamente propor um modelo matemático, mas tentar compreender como cada variável e a interação entre as variáveis influencia no comportamento da viscosidade do fluido de perfuração sob condições HPHT. Estatisticamente os efeitos da temperatura, pressão e taxa de deformação e da interação entre eles não é significativo (em nível de 5 %) na viscosidade aparente, contudo, as interações entre os fatores temperatura e pressão são estatisticamente significativos. O resultado mostra que a avaliação adequada do efeito da interação pressão e temperatura na reologia do fluido de perfuração é vital para obter um bom ajuste do modelo. Um modelo polinomial representativo foi desenvolvido, e descreve a viscosidade aparente em função da pressão, da temperatura e da taxa de deformação de 1 a 800 bar, 25 a 125 °C e 50 a 400 s⁻¹, respectivamente.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A influência dos efeitos combinados de temperatura e pressão nas propriedades reológicas dos fluidos de perfuração é uma área de amplo estudo e de grande interesse da indústria petrolífera, pois a maioria dos futuros poços de petróleo a serem explorados encontram-se em zonas HPHT (*High Pressure and High Temperature*). Dentre os desafios enfrentados pela indústria de petróleo nos projetos de poços HPHT, projetar o fluido de perfuração adequado para a operação é primordial. Logo, o estudo do comportamento reológico nas condições de alta pressão e alta temperatura são de extrema importância, pois a reologia do fluido de perfuração influencia diretamente a efetividade do processo.

Neste trabalho foi realizada revisão da literatura sobre reologia de fluidos de perfuração em condições HPHT. A revisão apresentou a perspectiva histórica dos estudos reológicos em condições de alta pressão e temperatura, buscando mostrar os avanços das tecnologias envolvendo a composição química dos fluidos de perfuração, bem como as conclusões obtidas nos estudos. A partir da revisão observou-se que as características mecânicas dos fluidos de perfuração, como a viscosidade, sofrem influência dos efeitos da temperatura independentemente da pressão aplicada, já os efeitos da pressão são mais observados e intensificados a partir de determinada pressão limite, a qual varia para cada fluido de perfuração. Além disso observou-se que ainda há grandes lacunas de entendimento e conhecimento sobre o comportamento reológico dos fluidos de perfuração em condições HPHT. Ainda não está claro como e em que magnitude os efeitos da pressão e da temperatura alteram a estrutura do fluido. Outra lacuna observada é a metodologia para realização dos testes reométricos em alta pressão, pois ainda não existe abordagem sistemática e precisa para realizações dos ensaios.

Neste contexto propôs-se o desenvolvimento de metodologia para realização dos ensaios reométricos visando avaliar os efeitos isolados e combinados da temperatura e pressão, bem como a influência do histórico térmico nas características reológicas do fluido de perfuração, como viscosidade, tensão limite de escoamento e módulos dinâmicos. Com esta abordagem, buscou-se melhor compreensão do comportamento do fluido de perfuração em condições HPHT e como essas condições afetam a estrutura do material. O trabalho compreendeu o desenvolvimento da metodologia experimental, execução de testes reométricos sem e com a célula de pressão e interpretação dos dados obtidos. Aplicou-se a metodologia de delineamento de experimentos (DoE) com o planejamento fatorial nos ensaios em condições HPHT, com o objetivo de verificar estatisticamente a influência e os efeitos dos fatores

temperatura, pressão e taxa de deformação, assim como as interações entre eles na viscosidade aparente.

Os procedimentos experimentais necessários para realização da dissertação foram executados no laboratório Multilab LabReo-CERNN/UTFPR. Foram realizados ensaios reométricos nas temperaturas de 4, 25, 40, 55, 70 e 85 °C e pressão atmosférica, nas amostras de fluido não envelhecido e em amostras de fluido envelhecido em 150 °C por 16 horas em forno rotativo. Para condições HPHT foram realizados testes com o fluido não envelhecido nas condições de 25, 70 e 125 °C e pressões de 1, 70, 270, 550 e 800 bar. Foram realizados os ensaios reométricos de patamares de taxa de deformação para obtenção de curvas de escoamento, varreduras oscilatórias de amplitudes de tensão para análise dos módulos dinâmicos e das tensões de cruzamento e deformações de cruzamento, ensaios de reinício de escoamento para verificar a influência do tempo de repouso e do histórico térmico na tensão de pico do fluido de perfuração.

As principais conclusões do trabalho são:

- i. Uma metodologia experimental para testes reológicos em condições HPHT foi desenvolvida, possibilitando estimar quantitativamente e qualitativamente os efeitos combinados e isolados da temperatura e da pressão nas propriedades reológicas dos fluidos de perfuração;
- ii. Cada fluido de perfuração é um sistema único e irá apresentar comportamento diferente em condições HPHT;
- iii. O fluido de perfuração olefínico testado é termoestável até a temperatura de 150 °C;
- iv. O aumento da temperatura proporciona o decaimento expressivo nos valores da curva de escoamento do fluido de perfuração;
- v. A viscosidade aparente, a TLE dinâmica e o índice de comportamento do escoamento decrescem de modo logarítmico conforme o acréscimo da temperatura, já o índice de consistência aumenta com a temperatura;
- vi. As alterações nos módulos dinâmicos mostraram que a temperatura altera as características estruturais do fluido. Quanto maior a temperatura, maior é a redução nos módulos dinâmicos e a redução é monotônica;
- vii. Elevadas temperaturas fazem com que parte da característica elástica e viscosa do fluido de perfuração sejam reduzidas, contudo, o comportamento do fluido de perfuração ainda é majoritariamente elástico para baixas amplitudes de tensões;

- viii. O histórico térmico afeta o reinício de escoamento do fluido de perfuração, pois as tensões limites de escoamento estáticas do FPE são menores que as do FPN. Além disso as tensões de pico ocorrem mais rapidamente para o FPE;
- ix. Tanto a temperatura como a pressão afetam o comportamento estrutural do fluido de perfuração, porém de maneiras opostas. A temperatura tende a diminuir as propriedades viscoelásticas do fluido, enquanto que a pressão tende a amplificá-las;
- x. Os efeitos da pressão são predominantes em temperatura ambiente e tendem a reduzir conforme a temperatura cresce;
- xi. Os efeitos da temperatura são dominantes em pressões inferiores a 270 bar, mas acima de 270 bar os efeitos da pressão são extremamente significativos;
- xii. Em condições HPHT a TLE dinâmica e a viscosidade plástica tendem a aumentar conforme o acréscimo da pressão;
- xiii. Com o auxílio de ferramentas estatísticas foi possível compreender como a temperatura, pressão, taxa de deformação e a interação entre as variáveis influencia no comportamento da viscosidade aparente do fluido de perfuração sob condições HPHT;
- xiv. A avaliação adequada dos efeitos da interação pressão e temperatura na reologia do fluido de perfuração é fundamental para obter uma boa correlação experimental;
- xv. Um modelo polinomial representativo foi desenvolvido. O modelo relaciona a viscosidade aparente à pressão, temperatura e taxa de deformação de 1 a 800 bar, 25 a 125 °C e 400 a 50 s⁻¹ respectivamente.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Após as análises realizadas no presente trabalho propõe-se algumas possibilidades para estudos futuros:

- a) Testar diferentes temperaturas e tempos de envelhecimento térmico para verificar como os diferentes históricos térmicos afetam a estrutura, os módulos dinâmicos e o reinício do escoamento do fluido de perfuração;
- b) Realizar ensaios no XRD (difração de raio X), MEV (microscópio de varredura eletrônica), TG (termogravimetria), DTA (Análise térmica diferencial) e DSC (calorimetria exploratória diferencial), para real verificação e constatação do que ocorre com os compostos químicos e com a estrutura do fluido de perfuração ao enfrentar o processo térmico;

- c) Realizar ensaios oscilatórios com pressão e temperatura para verificar como os efeitos combinados alterariam o comportamento estrutural do fluido de perfuração;
- d) Testar a influência de determinado componente químico do fluido de perfuração, como os surfactantes, em diferentes concentrações e em condições HPHT;
- e) Realizar ensaios PVT para testar os modelos de Andrade-Barus, FMT e Yasutomi, os quais descrevem a viscosidade aparente em função da pressão e temperatura;
- f) Definir/modelar equações de evolução das propriedades reológicas em função da pressão, temperatura e taxa de deformação que possam representar o comportamento do fluido de perfuração nas condições HPHT.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adamson K, Birch G, Gao E, Hand S, Macdonald C, Mack D, Quadri A (1998) High-Pressure, High-Temperature Well Construction. *Oil Rev* 36–49.
- Ahmad KM, Federer G (2018) An experimental study to investigate the influence of temperature and pressure on the rheological characteristics of “Glydril” water-based muds. *J Oil, Gas Petrochemical Sci* 1:48–52.
- Ahmed T, Makwashi N (2016) Effects of Temperature and Aging on Bentonite and Sepiolite Drilling Muds Effects of Temperature and Aging on Bentonite and Sepiolite Drilling Muds. 2 Natl Eng Conf - ACICON 1–13.
- Alderman N, Gavignet A, Guillot D, Maitland G (1988) High-Temperature, High-Pressure Rheology of Water-Based Muds. *SPE - Soc Pet Eng* 2: 187–195.
- Alexander W. (1944) Oil base drilling fluids often boost production. *The Oil Weekly*: 36–40.
- Ali MS (1990) The Effect of High Temp, High Pressure and Aging on Water-Base Drilling Fluids. Master Thesis. King Fahd University of Petroleum & Minerals, Dhahran, Saudi Arabia.
- Almeida ML de (2014) Estabilidade de emulsões de água-em-óleo na presença de campo elétrico externo. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Almeida RDF De, Silva WGDAL Da (2010) Avaliação de fluidos de perfuração de base aquosa contendo poliglicóis modificados. Trabalho de conclusão de curso de graduação em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Amani M (2012) The rheological properties of oil-based mud under high pressure and high temperature conditions. *Adv Pet Explor Dev* 3:21–30.
- Amani M, Al-Jubouri M, Shadravan A (2012) Comparative Study of Using Oil-Based Mud Versus Water-Based Mud in HPHT Fields. *Adv Pet Explor Dev* 4:18–27.
- Amani M, Al-jubouri MJ (2012) An Experimental Investigation of the The Effects of Ultra High Pressures and Temperatures on the Rheological Properties of Water-Based Drilling Fluids. SPE/APPEA International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production held in Perth. 157219. Australia.

- Amorim LV (2003) *Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo*. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Campina Grande.
- Andrade DEV, Fernandes RR, Santos TGM, Ceccon EV, da Cruz ACB, Franco AT, Negrão COR (2016) Curve-fitting equation for prediction of the start-up stress overshoot of an oil-based drilling fluid. *J Pet Sci Eng* 146:902–908.
- Anne-Archard; D, Marouche M, Boisson HC (2006) Hydrodynamics and Metzner – Otto correlation in stirred vessels for yield stress fluids. *Chem Eng J* 125:15–24.
- Annis MR (1967) High-Temperature Flow Properties of Water-Base Drilling Fluids. *J Pet Technol* 19:1074–1080.
- Anoop K, Sadr R, Yrac R, Amani M (2018) Rheology of a colloidal suspension of carbon nanotube particles in a water-based drilling fluid. *Powder Technol* 342:585–593.
- Antony J, Kate M, Frangou A (1998) A strategic methodology to the use of advanced statistical quality improvement techniques. *The TQM Magazine*, 10(3), 169-176.
- API (2005) *Petroleum and natural gas industries - Field testing of drilling fluids*, ISO/WD 10414-1 e ISO TC 67/SC 3 N.
- API Specification 13A (SPEC 13A) (1993) American Petroleum Institute, *Specification for Drilling Fluid Materials*.
- Araceli ER (2019) *Developing novel high performance to drilling muds for applications in high pressure and high temperature oil wells*. Durham University.
- ASME Shale Shaker Committee (2005) *Drilling Fluids Processing Handbook*, First Edi. Gulf Professional Publishing.
- Atkins P, Paula J de (2006) *Physical chemistry*, Eighth Edi. Great Britain by Oxford University Press.
- Bair S, Mary C, Bouscharain N, Vergne P (2013) An improved Yasutomi correlation for viscosity at high pressure. *J Eng Tribol* 227:1056–1060.
- Baker Hughes (1995) *Drilling Engineering Workbook*. Houston, TX.
- Barnes H., Hutton J., K. Walters FR. (2011) *An introduction to rheology*, First. Elsevier Science Publishers, Amsterdam.

- Barnes HA (2000) Handbook of Elementary Rheology. Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics. University of Wales.
- Barus, C (1893) Isothermals, isopiestic and isometrics relative to viscosity. *Am. J. Sci.* 45. 87–96.
- Belarmino A (2003) Effect of Alkyl Group Size on the Mechanism of Acid Hydrolyses of Benzaldehyde Acetals.
- Bennett R. (1984) New drilling fluid technology mineral oil mud. IADC/SPE Drilling Conference held in New Orleans. SPE 11355: 975–981.
- Bjørkevoll K, Rolv R, Bjarne A, Helga G, Antonino M (2003) Transient Gel Breaking Model for Critical Wells Applications with Field Data Verification. SPE - Soc Pet Eng 1–8.
- Bland RG, Mullen GA, Gonzalez YN, Harvey FE, Pless ML (2006) HPHT Drilling Fluid Challenges. IADC/SPE Asia Pacific Drill Technol Conf Exhib 1–11.
- Bosco A, Calado V, Maia J (2019) Rheological parameters of shear-thickening fluids using an experimental design. *Mater Res* 22:1–9.
- Bossis G, Volkova O, Grasselli Y, Gueye O (2019) Discontinuous shear thickening in concentrated suspensions. *Philos Trans R Soc A Math Phys Eng Sci.* doi: 10.1098/rsta.2018.0211
- Box G, Hunter W, Hunter J (1978) Statistics for experimenters: an introduction to design, data analysis and model building. Wiley, New York.
- Bridgman PW (1926) The Effect of Pressure on the Viscosity of Forty-Three Pure Liquids. *Am Acad Arts Sci* 61:57–99.
- Briscoe B, Luckham P, Ren S (1994) The properties of drilling muds at high pressures and high temperatures. *Physical Sciences and Engineering* 348: 179–207.
- Brodkey R. (1967) The phenomena of ludi motions. Dover Publications, Inc., New York.
- Brown E, Jaeger HM (2014) Shear thickening in concentrated suspensions: Phenomenology, mechanisms and relations to jamming. *Reports Prog Phys.*
- Burton J, Ford T (1985) Evaluating mineral oils for low-toxicity muds. *Oil & Gas J.* 129–131.
- Caenn R, Chillingar G (1996) Drilling fluids: state of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 14: 221–230.
- Caenn R, Darley HCH, Gray GR (2017) Composition and Properties of Drilling and

- Completion Fluids. Seventh Edi. Elsevier, Cambridge, United States.
- Câmara PCF da (2016) Uma nova proposta de fluidos de perfuração aquosos à base de polímeros vinílicos e bentonita para poços de alta temperatura e pressão. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Candler J, Friedheim J (2006) Designing environmental performance into new drilling fluids and waste management technology. In: 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, Texas.
- Carreau PJ, De Kee DCR, Chhabra RP (1997) Rheology of Polymeric Systems. Carl Hanser Verlag, New York.
- Chang C, Boger D V, Dzuy Nguyen Q (1998) The Yielding of Waxy Crude Oils. *Ind Eng Chem Res* 37:1551–1559.
- Chen Y, Zhou Y, Pi H, Zeng G (2019) Controlling the shear thickening behavior of suspensions by changing the surface properties of dispersed microspheres. *RSC Adv* 9:3469–3478.
- Chesser BG, Enright DP (1980) High-Temperature Stabilization of Drilling Fluids With a Low-Molecular-Weight Copolymer. *J Pet Technol* 32:950–956.
- Chhabra R., Richardson J. (2008) Non-Newtonian flow and applied Rheology, Second Edi. Butterworth-Heinemann, Elsevier.
- Chilingarian G V, Vorabutr P (1983) Drilling and drilling fluids (Developments in Petroleum Science). Subsequent Edi. Elsevier.
- Chipalavela AF (2013) Análise e Discussão das Operações de Perfuração e Completação em Poços Petrolíferos. Dissertação de Mestrado. Instituto Superior Técnico de Lisboa.
- Combs GD, Whitmire LD (1960) Capillary Viscometer Simulates Bottom-Hole Conditions. *Oil Gas J* 108:108–113.
- Coussot P (2014) Rheophysics: Matter in All Its States. Springer
- Coussot P, Gaulard F (2005) Gravity flow instability of viscoplastic material: The ketchup drip. *Phys Rev E* 72:1–5.
- Coussot P, Nguyen QD, Huynh HT, Bonn D (2002) Viscosity bifurcation in thixotropic, yielding fluids. *J Rheol* 46:573–589.

- Da Cruz F, Chevoir F, Bonn D, Coussot P (2002) Viscosity bifurcation in granular materials, foams, and emulsions. *Phys Rev E - Stat Physics, Plasmas, Fluids, Relat Interdiscip Top* 66:7.
- Darley H, Gray GR (2013) *Composition and Properties of Drilling and completion fluids*, Fifth Edi. Elsevier. Houston.
- De Wolfe RC, Coffin GB, Byrd R (1983) Effects of temperature & pressure rheology of less toxic oil muds. *SPE - Soc Pet Eng* 189–201.
- Demirdal B, Cunha JC (2006) Importance of drilling fluids rheological and volumetric characterization to plan and optimize managed pressure drilling operations. *Petroleum Society's 7th Canadian International Petroleum Conference (57th Annual Technical Meeting)* 2006-188. Calgary, Alberta, Canada.
- Deshpande A, Krishanan J, Sunil Kumar P (2010) *Rheology of Complex Fluids*. Springer New York Dordrecht Heidelberg London., New York.
- Dinkgreve M, Paredes J, Denn MM, Bonn D (2016) On different ways of measuring “the” yield stress. *J Nonnewton Fluid Mech* 238:233–241.
- Divoux T, Grenard V, Manneville S (2013) Rheological hysteresis in soft glassy materials. *Phys Rev E* 110:1–5.
- Doolittle, AK (1951) The dependence of viscosity of liquids on free-space. *J Appl Phys* 22, 1475.
- Elliott JR, Lira CT (2012) *Introductory Chemical Engineering Thermodynamics*, Second Edi. Prentice Hall.
- EPA (1985) *Federal Register* 40 CFR, Part 425.
- Fernandes RR, Andrade DEV, Franco AT, Negrão CO. (2017) The yielding and the linear-to-nonlinear viscoelastic transition of an elastoviscoplastic material. *J Rheol (N Y N Y)* 61:893–903.
- Fernandes RR, Andrade DEV, Franco AT, Negrão COR (2016) Correlation between the gel-liquid transition stress and the storage modulus of an oil-based drilling fluid. *J Nonnewton Fluid Mech* 231:6–10.
- Fillers RW, Tschoegl NW (1977) The Effect of Pressure on the Mechanical Properties of Polymers. *Trans Soc Rheol* 21:51–100.

- Fitzgerald B, McCourt A (2000) Drilling Fluids Plays Key Role in Developing the Extreme HTHP. SPE-59188-MS. IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana.
- Gandelman RA, Leal RAF, Gonçalves JT, Aragão AFL, Lomba RF, Martins AL (2007) Study on gelation and freezing phenomena of synthetic drilling fluids in ultradeepwater environments. SPE - Soc Pet Eng 2:1013–1020.
- Garrison A (1939) Surface chemistry of clays and shales. SPE - Soc Pet Eng 132: 191–204.
- Geng T, Qiu Z, Zhao C, Zhang L, Zhao X (2019) Rheological study on the invert emulsion fluids with organoclay at high aged temperatures. Colloids Surfaces A Physicochem Eng Asp 573:211–221.
- Ghosn MR (2016) Pickering-Stabilized Drilling Fluids for Deep and Ultra-Deep Drilling Operations. PhD thesis. L'Universite Paris-Saclay. Ecole Nationale Supérieure de Techniques Avancées. Paris, França.
- Gokdemir MG, Erkeköl S, Dogan HA (2017) Investigation of high pressure effect on drilling fluid rheology. ASME 2017 36th Int Conf Ocean Offshore Arct Eng 1–10.
- Gray G, Neznayko M, Gilkeson P (1952) Some factors affecting the solidification of Lime-treated muds at high temperatures. American Petroleum Institute. Drilling and Production Practice, New York.
- Growcock FB, Andrews SL, Frederick TP (1994) Physicochemical properties of synthetic drilling fluids. SPE-27450-MS. IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas.
- Gupta BC, Guttman I (2016) Estatística e probabilidade com aplicações para engenheiros e cientistas, 1st edn. LTC.
- Herman FM (2007) Encyclopedia of Polymer Science and Technology, 3rd edn. A John Wiley & Sons, New Jersey.
- Hermoso J, Jofre BD, Martínez-Boza FJ, Gallegos C (2012) High pressure mixing rheology of drilling fluids. Ind Eng Chem Res 51:14399–14407.
- Hermoso J, Martínez-Boza F, Gallegos C (2014) Combined Effect of Pressure and Temperature on the Viscous Behaviour of All-Oil Drilling Fluids. Oil Gas Sci Technol – Rev d'IFP Energies Nouv 69:1283–1296.
- Hermoso J, Martínez-Boza FJ, Gallegos C (2017) Modeling Pressure-Viscosity Behavior of Oil-Based Drilling Fluids. Oil Gas Sci Technol.

- Hermoso JL (2014) High pressure rheology of drilling fluids. Master Thesis. Universidad de Huelva.
- Herzhaft B, Peysson Y, Isambourg P, Delepouille A, Toure A (2001) Rheological properties of drilling muds in deep offshore conditions. *SPE - Soc Pet Eng* 1:344–350.
- Hiller KH (1963) Rheological Measurements on Clay Suspensions and Drilling Fluids at High Temperatures and Pressures. *J Pet Technol* 15:779–788.
- Houwen OH, Geehan T (1986) Rheology of Oil-Base Muds. SPE-15416-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana.
- Huang Y, Zheng W, Zhang D, Xi Y (2019) A modified Herschel-Bulkley model for rheological properties with temperature response characteristics of poly-sulfonated drilling fluid. *Energy Sources, Part A Recover Util Environ Eff* 42:1464–1475.
- Husin H, Hussain HH (2018) Temperature Effect on Shear Thinning Behavior of Low-Viscous Oilfield Emulsion. *Sci Technol Behind Nanoemulsions*.
- Ibeh C (2007) Investigation on the Effects of Ultra-High Pressure and Temperature on the Rheological properties of oil-based drilling fluids. Master Thesis Texas A&M University.
- Ibeh C, Schubert J, Teodoriu C (2008) Methodology for Testing Drilling Fluids under Extreme HP / HT Conditions. *AADE - Am Assoc Drill Eng* 1–11.
- Karimi Vajargah A, van Oort E (2015) Determination of drilling fluid rheology under downhole conditions by using real-time distributed pressure data. *J Nat Gas Sci Eng* 24:400–411.
- Kawasaki T, Berthier L (2018) Discontinuous shear thickening in Brownian suspensions. *Phys Rev* 98:1–15.
- Lamb J (1978) Viscoelasticity and Lubrication: A Review of Liquid Properties. *J Rheol* 22:317–347.
- Lucky APA, Johnson FA (2018) Investigation of the effect of Yttrium Oxide nanoparticle on the rheological properties of water based mud under high pressure high temperature (HPHT) environment. *Int J Mech Eng Technol* 9:545–559.
- Majumdar S, Krishnaswamy R, Sood AK (2011) Discontinuous shear thickening in confined dilute carbon nanotube suspensions. *Proc Natl Acad Sci U S A* 108:8996–9001.
- Malkin AY (2004) *Rheology fundamentals*. Publishing, ChemTec, Toronto.
- Martin-Alfonso MJ, Martinez-Boza FJ, Navarro FJ, Fernández M, Gallegos C (2007) Pressure-

- temperature-viscosity relationship for heavy petroleum fractions. *Fuel* 86:227–233.
- Maxey J (2009) Non-Aqueous Fluid Rheology At Elevated Temperature And Pressure. AADE 2009NTCE-12-04. National Technical Conference & Exhibition, New Orleans, Louisiana.
- Medhi S, Chowdhury S, Kumar A, Gupta DK, Aswal Z, Sangwai JS (2020) Zirconium oxide nanoparticle as an effective additive for non-damaging drilling fluid: A study through rheology and computational fluid dynamics investigation. *J Pet Sci Eng* 187:106826.
- Mewis J, Wagner NJ (2009) Thixotropy. *Adv Colloid Interface Sci* 147–148:214–227.
- Mitchell RF (2006) *Petroleum Engineering Handbook. Volume II*. SPE - Society of Petroleum Engineers.
- Mitchell RF, Miska SZ. (2011) *Fundamentals of Drilling Engineering. Volume 12*. SPE - Society of Petroleum Engineers.
- Mohammed AS (2017) Effect of temperature on the rheological properties with shear stress limit of iron oxide nanoparticle modified bentonite drilling muds. *Egypt J Pet* 26:791–802.
- Monaghan P, McAuliffe C, Weiss F (1976) Environmental Aspects of Drilling Muds and Cuttings from Oil and Gas Extraction Operations in Offshore and Coastal Waters. OTC-2755-MS. Offshore Technology Conference, Houston, Texas.
- Moonan WK, Tschoegl NW (1985) Effect of Pressure on the Mechanical Properties of Polymers. Iv. Measurements in Torsion. *J Polym Sci* 23:623–651.
- Morrison FA (2001) *Understandig Rheology*. Oxford New York.
- Myeres RH, Montgomery DC, Anderson-Cook CM (2016) *Response Surface Methodology, Fourth*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- Myers RH, Montgomery DC, Vining GG, Robinson TJ (2013) *Generalized Linear Models with Applications in Engineering and the Sciences, Second*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- Nakamura H, Makino S, Ishii M (2020) Continuous shear thickening and discontinuous shear thickening of concentrated monodispersed silica slurry. *Adv Powder Technol* 1–6.
- Nascimento RCA de M, Magalhães J, Pereira E, Amorim LV (2013) Degradação térmica de fluidos de perfuração argilosos aditivados com polímeros e lubrificante. *Rev Mater* 18:1329–1339.
- Oliveira RCT (2016) Long-Range Description of Rheological Properties of a High-Pressure

- High-Temperature oil-based drilling fluid. Master Thesis. Texas A&M University.
- Osswald T, Rudolph N (2015) Polymer Rheology. Hanser Publishers, Munich.
- Pål Skalle (2012) Pressure Control During Oil Well Drilling. Pål Skalle & Ventus Publishing APS.
- Panaseti P, Damianou Y, Georgiou GC, Housiadas KD (2018) Pressure-driven flow of a Herschel-Bulkley fluid with pressure-dependent rheological parameters. *Phys Fluids* 30:1–20.
- Patel HA, Santra A, Thaemlitz CJ (2019) Exceptional flat rheology using a synthetic organic-inorganic hybrid in oil-based muds under high pressure and high temperature. SPE-194137-MS. IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition, The Hague, The Netherlands.
- Politte M (1985) Invert Oil Mud Rheology as a Function of Temperature and Pressure. SPE-13458-MS. IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana.
- Ramos FF (2017) Estudo Reológico de Fluido de Perfuração Olefínico. Trabalho de Conclusão de Curso. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- Ravi A (2011) Experimental assessment of water based drilling fluids in High Pressure and High Temperature conditions. Master Thesis. Texas A&M University.
- Rogers WF (1963) Composition and properties of oil well drilling fluids. Third Edi. Gulf Publishing Company.
- Rommetveit R, BJORKEVOLL KS (1997) Temperature and Pressure Effects on Drilling Fluid Rheology and ECD in Very Deep Wells. SPE-39282-MS. IADC/SPE Middle East Drilling Technology Conference, Bahrain.
- Rossi S, Luckham PF, Zhu S, Briscoe BJ (1999) High-Pressure/High-Temperature Rheology of Na⁺-Montmorillonite Clay Suspensions. SPE-50725-MS. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas.
- Shadravan A, Amani M (2012) HPHT 101-What Petroleum Engineers and Geoscientists Should Know About High Pressure High Temperature Wells Environment. *Energy Sci Technol* 4:36–60.
- Shah SN, Shanker NH, Ogugbue CC (2010) Future Challenges of Drilling Fluids and Their Rheological Measurements. AADE-10-DF-HO-41. AADE Fluids Conference and

- Exhibition held at the Hilton Houston North, Houston, Texas.
- Shiroma PH (2012) Estudo do comportamento reológico de suspensões de bentonita e CMC: influência da concentração do NaCl. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo.
- Skadsem HJ, Leulseged A, Cayeux E (2019) Measurement of drilling fluid rheology and modeling of thixotropic behavior. *Appl Rheol* 29:1–11.
- Smithson T (2016) HPHT Wells. *Oilfield Review*.
- Srini-vasan S (1958) The Effect of Temperature on the flow properties of caly - water drilling muds. *AIME* 213:438–439.
- Tanner RI (1999) *Engineering Rheology*. Second Edi. Oxford University Press.
- Tarcha BA, Bárbara BP, Soares EJ, Thompson RL (2015) Critical quantities on the yielding process of waxy crude oils. *Rheol Acta* 54:479–499.
- Telesforo HAS (2017) Rheological Behavior of an OBM sample of the GOM under XHPHT Conditions. Master Thesis. Texas A&M University.
- Torsvik A, Myrseth V, Linga H (2015) Drilling fluid rheology at challenging drilling conditions - an experimental study using a 1000 bar pressure cell. *Annu Trans Nord Rheol Soc* 23:13–20.
- Torsvik A, Skogestad JO, Linga H (2017) An Experimental Study of Gas Influx in Oil-Based Drilling Fluids for Improved Modeling of High-Pressure, High-Temperature Wells. *SPE Drill Complet* 32:245–254.
- Wang M, Jamali S, Brady JF (2020) A hydrodynamic model for discontinuous shear-thickening in dense suspensions. *J Rheol* 64:379–394.
- Wang S, Yuan C, Zhang C, Chen L, Liu J (2017) Rheological properties with temperature response characteristics and a mechanism of solid-free polymer drilling fluid at low temperatures. *Appl Sci*.
- Wendt EMS (2020) Estudo dos limites de escoamento e de viscoelasticidade linear de material com tensão limite de escoamento e tixotrópico. Dissertação de Mestrado. Universidade Tecnológica Federal do Paraná
- Whittle M, Dickinson E (1998) Large deformation rheological behaviour of a model particle gel. *J Chem Soc - Faraday Trans* 94:2453–2462.
- William JKM, Ponmani S, Samuel R, Nagarajan R, Sangwai JS (2014) Effect of CuO and ZnO

- nanofluids in xanthan gum on thermal, electrical and high pressure rheology of water-based drilling fluids. *J Pet Sci Eng* 117:15–27.
- Williams M, Landel R, Ferry J (1955) The temperature dependence of relaxation mechanisms in amorphous polymers and other glass-forming liquids. *J Am Chem Soc* 77,14: 3701–3707
- Xu L, Zhao L, Xu MB, Xu J, Wang X (2013) Lab Investigations into High Temperature High Pressure Rheology of Water-Based Drilling Fluid. *Appl Mech Mater* 418:191–195.
- Yasutomi S, Bair S, Winer WO (1984) Application of a Free Volume Model To Lubricant Rheology. 2 - Variation in Viscosity of Binary Blended Lubricants. *J Tribol Trans ASME* 106:304–312.
- Zhao S-Y, Yan J, Shu Y, Zhang H (2008) Rheological properties of oil-based drilling fluids at high temperature. *J Cent South Univ Technol* 15:457–461.
- Zhou HB, Wang G, Fan HH, Niu XM, Ye Y (2015) A novel prediction model for Rheological properties of drilling fluids at HTHP conditions and its evaluation. *SOCAR Proc* 13–23.
- Zhuang G, Jiang W, Zhang Z (2019) Organic Modifiers of Organo-Montmorillonite in Oil System under High Temperatures: Desorption or Degradation? *Ind Eng Chem Res* 58:2644–2653.
- Zhuang G, Zhang Z, Sun J, Liao L (2016) The structure and rheology of organo-montmorillonite in oil-based system aged under different temperatures. *Appl Clay Sci* 124–125:21–30.
- Zhuang G, Zhang Z, Yang H, Tan J (2018) Structures and rheological properties of organo-sepiolite in oil-based drilling fluids. *Appl Clay Sci* 154:43–51.

APÊNDICE A – Anova das Curvas de Escoamento em Diferentes Temperaturas em Pressão Atmosférica

Nesse apêndice são apresentados a média, o desvio padrão, bem como a análise de variância (ANOVA) de fator único com nível de significância de 95%, dos resultados dos testes realizados para obtenção das curvas de escoamento em diferentes temperaturas e pressão atmosférica.

A Tabela A.1 apresenta as médias e os desvios padrões das duplicatas realizadas para a obtenção das curvas de escoamento nas temperaturas de 4, 25, 40, 55, 70 e 85 °C e pressão atmosférica. A Tabela A.2 apresenta os resultados da análise de variância (ANOVA) de fator único com nível de significância de 95% para avaliar a existência de alguma diferença estatisticamente significativa entre os resultados das repetições para cada temperatura (Gupta e Guttman, 2016).

Tabela A. 1 – Valores médios das tensões de cisalhamento nas temperaturas 4, 25, 40, 55, 70 e 85 °C e pressão atmosférica para fluido de perfuração. \pm : Desvio padrão.

$\dot{\gamma}$ (1/s)	τ (Pa) - 4 °C	τ (Pa) - 25 °C	τ (Pa) - 40 °C	τ (Pa) - 55 °C	τ (Pa) - 70 °C	τ (Pa) - 85 °C
300	28,91 \pm 0,007	13,18 \pm 0,007	12,69 \pm 0,015	10,15 \pm 0,014	9,43 \pm 0,009	8,72 \pm 0,015
100	12,52 \pm 0,008	8,00 \pm 0,014	6,94 \pm 0,021	6,59 \pm 0,007	6,05 \pm 0,006	5,37 \pm 0,017
30	5,03 \pm 0,008	4,66 \pm 0,007	3,96 \pm 0,028	4,94 \pm 0,023	3,50 \pm 0,013	3,04 \pm 0,001
10	3,75 \pm 0,010	2,88 \pm 0,014	2,75 \pm 0,028	4,64 \pm 0,021	2,24 \pm 0,021	2,12 \pm 0,011
3	2,83 \pm 0,009	2,35 \pm 0,014	2,36 \pm 0,021	3,89 \pm 0,022	2,18 \pm 0,010	1,88 \pm 0,014
1	2,59 \pm 0,009	2,03 \pm 0,021	1,95 \pm 0,021	3,45 \pm 0,008	1,65 \pm 0,014	1,17 \pm 0,023
0,3	2,28 \pm 0,003	1,53 \pm 0,014	1,31 \pm 0,007	2,46 \pm 0,007	1,12 \pm 0,012	0,827 \pm 0,004
0,1	2,00 \pm 0,009	1,02 \pm 0,008	0,932 \pm 0,016	0,820 \pm 0,014	0,694 \pm 0,008	0,305 \pm 0,007

Fonte: Autor.

Tabela A. 2 – ANOVA de fator único para verificar a existência de diferença significativas entre as repetições dos testes nas temperaturas de 4, 25, 40, 55, 70 e 85 °C.

Temperatura do teste (°C)	Fonte de variação	F	F crítico
4	Taxas de Deformação	0,666	3,68
25			
40			
55			
70			
85			

Fonte: Autor.

Através da análise dos resultados apresentados na Tabela A.2, nota-se que os parâmetros F^{12} para todas as temperaturas testadas são inferiores ao F crítico, indicando que não há diferenças estatisticamente significativas entre as tensões de cisalhamento obtidas nas repetições dos testes reométricos em diferentes temperaturas.

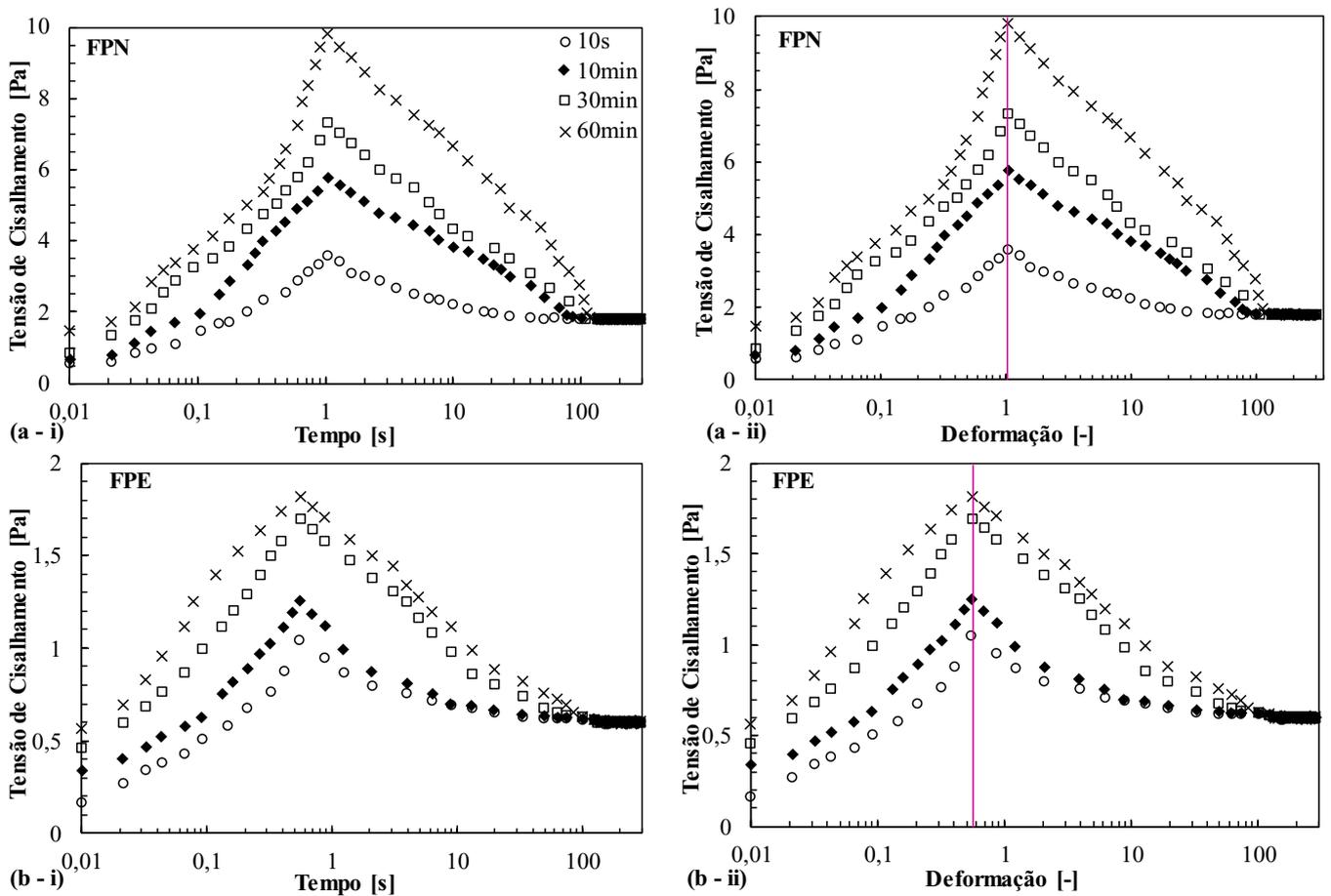
¹² F é igual a variação entre médias da amostra dividido pela variação dentro das amostras.

APÊNDICE B – Resultados dos Ensaios de Reinício de Escoamento para as Taxas de Deformação de 1, 5, 10 e 50 s⁻¹

Nesse apêndice são apresentados os resultados dos ensaios de reinício de escoamento para as taxas de deformação de 1, 5, 10 e 50 s⁻¹ para o FPN e para o FPE.

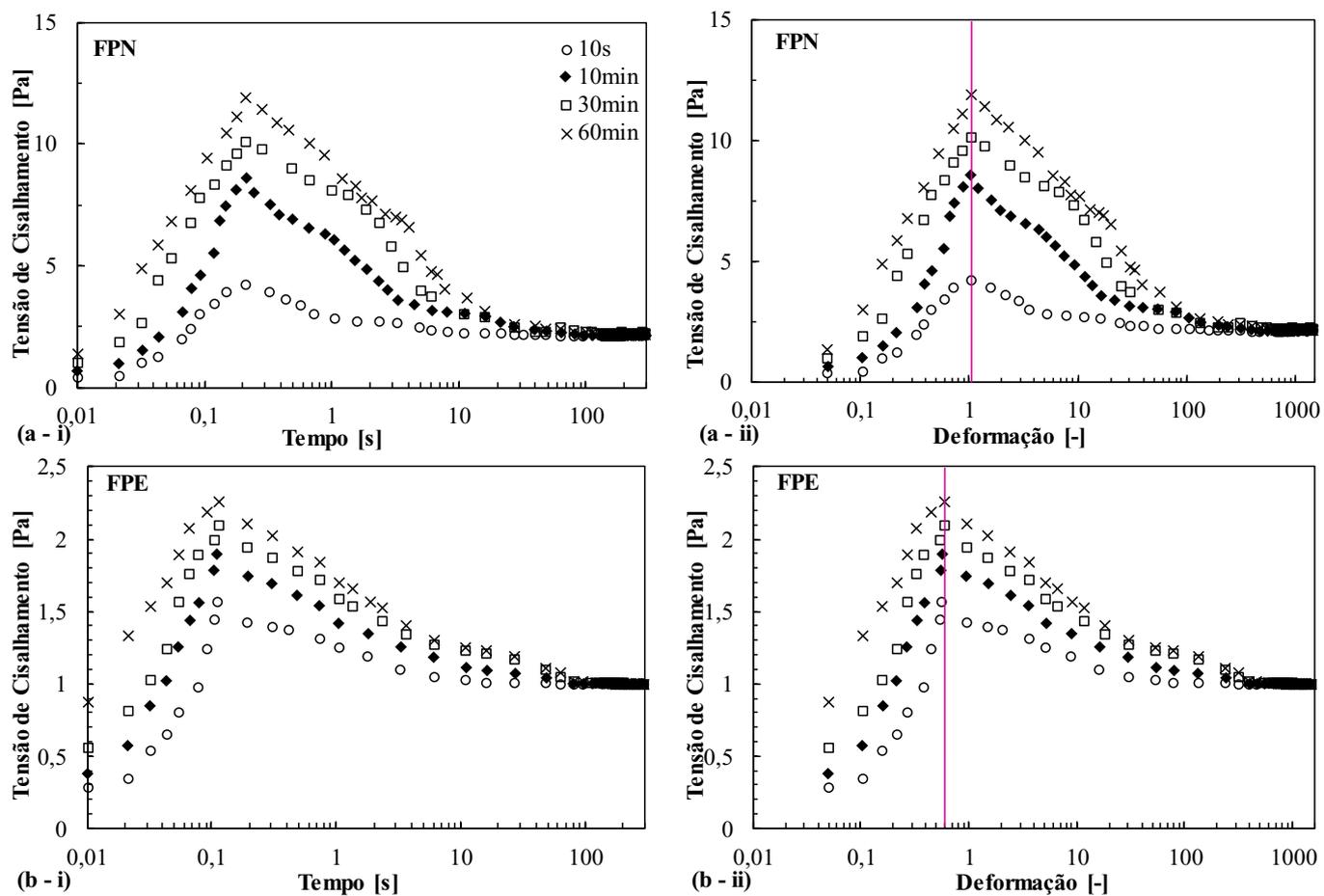
As Figuras B.1, B.2, B.3 e B.4 apresentam as tensões de cisalhamento em função do tempo do teste para as taxas de deformação de 1, 5, 10 e 50 s⁻¹, respectivamente, sendo as Figuras B.1, B.2, B.3 e B.4 (a - i) para o FPN e a (b - i) para o FPE. Nas Figuras B.1, B.2, B.3 e B.4 as tensões de cisalhamento também são apresentadas em função da deformação de cisalhamento para (a - ii) FPN e (b - ii) FPE.

Figura B. 1 – Tensão de cisalhamento em função do tempo do teste (i) e da deformação (ii) para o FPN (a) e para o FPE (b) na taxa de deformação de 1 s⁻¹ e temperatura constante de 25 °C. A linha rosa vertical em (a - ii) e (b - ii) serve como guia, indicando a deformação crítica constante.



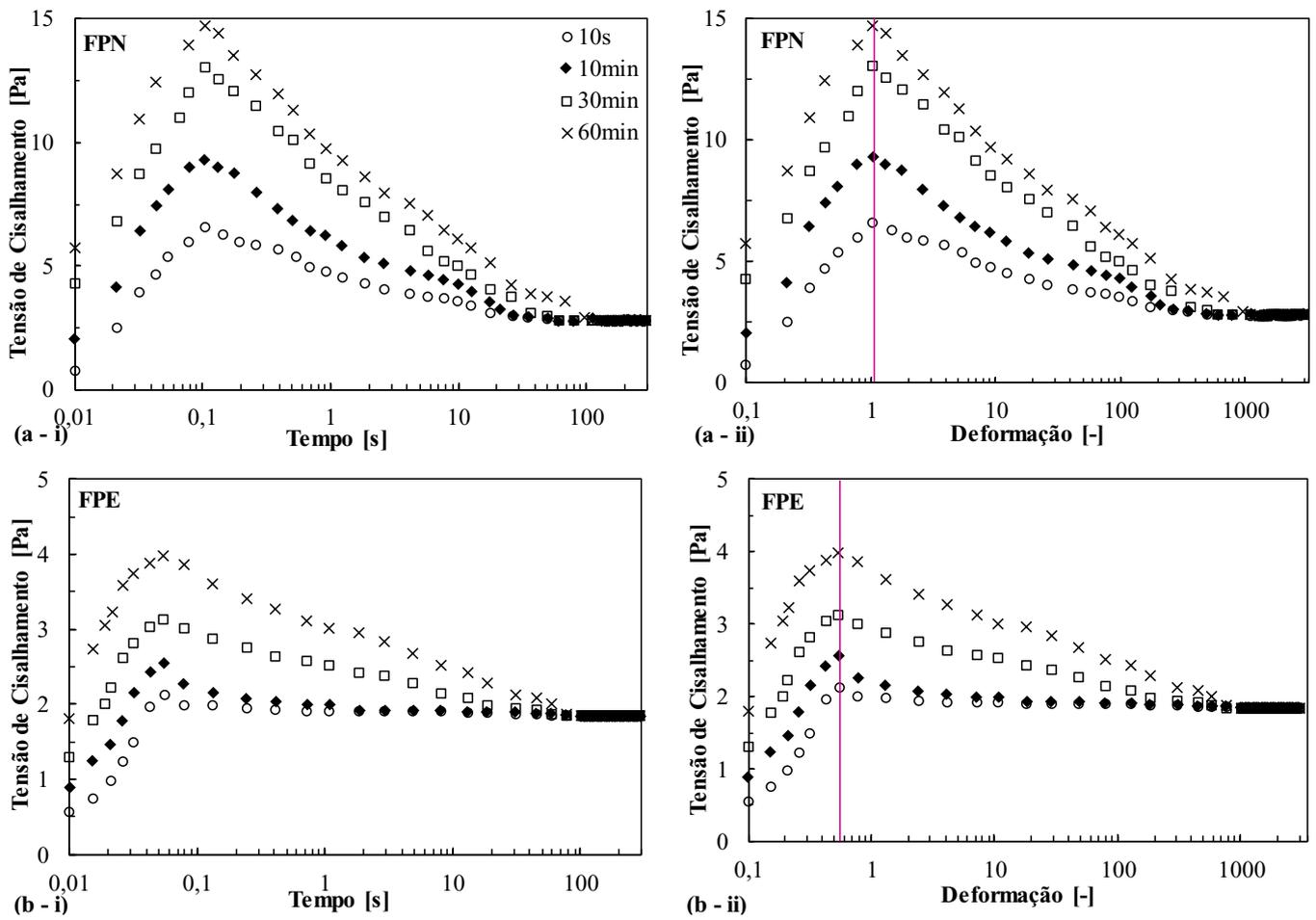
Fonte: Autor.

Figura B. 2 – Tensão de cisalhamento em função do tempo do teste (i) e da deformação (ii) para o FPN (a) e para o FPE (b) na taxa de deformação de 5 s^{-1} e temperatura constante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. A linha rosa vertical em (a - ii) e (b - ii) serve como guia, indicando a deformação crítica constante.



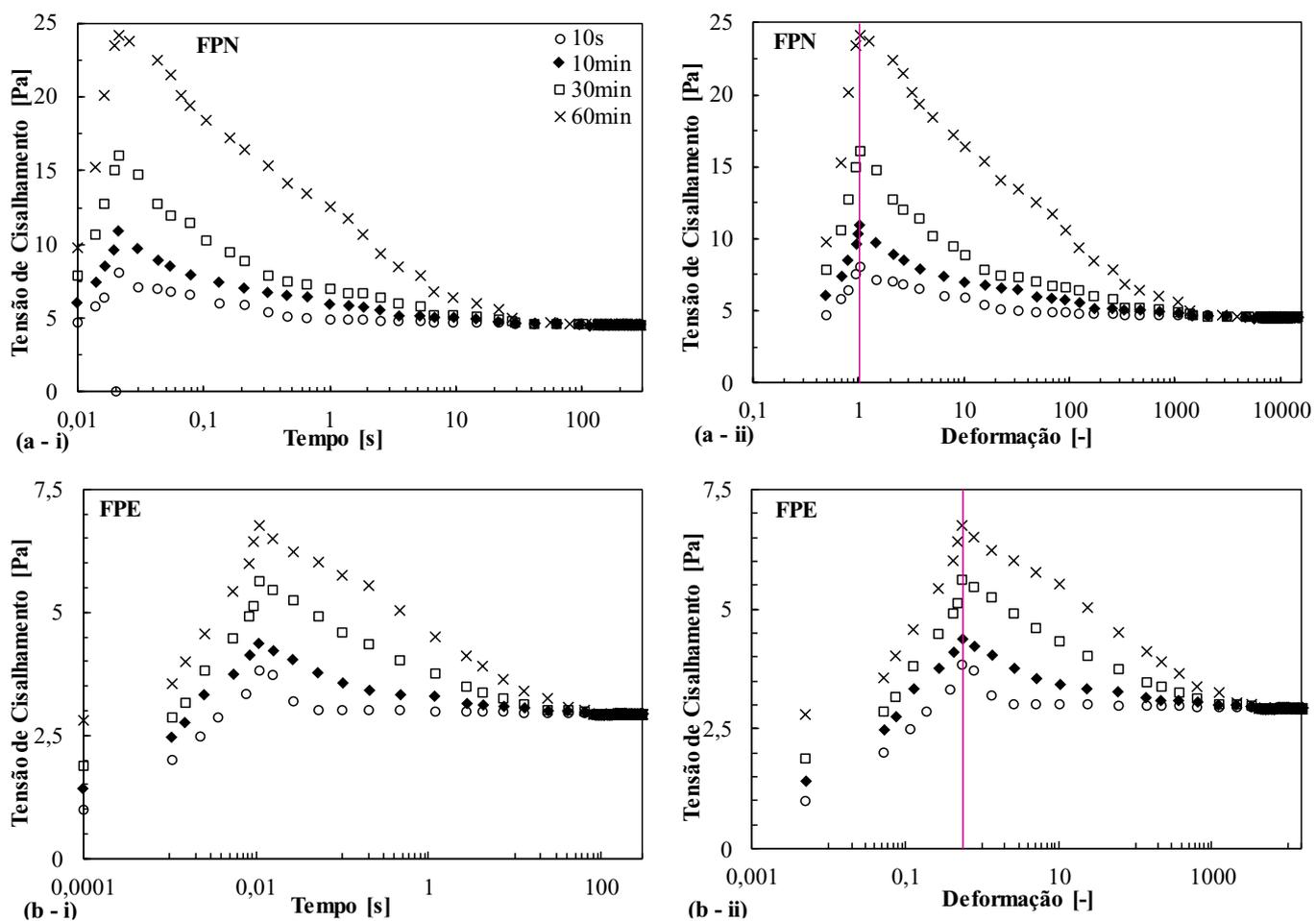
Fonte: Autor.

Figura B. 3 – Tensão de cisalhamento em função do tempo do teste (i) e da deformação (ii) para o FPN (a) e para o FPE (b) na taxa de deformação de 10 s^{-1} e temperatura constante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. A linha rosa vertical em (a - ii) e (b - ii) serve como guia, indicando a deformação crítica constante.



Fonte: Autor.

Figura B. 4 – Tensão de cisalhamento em função do tempo do teste (i) e da deformação (ii) para o FPN (a) e para o FPE (b) na taxa de deformação de 50 s^{-1} e temperatura constante de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. A linha rosa vertical em (a - ii) e (b - ii) serve como guia, indicando a deformação crítica constante.



Fonte: Autor.

APÊNDICE C – Anova dos Resultados em Condições HPHT

Nesse apêndice são apresentados a média, o desvio padrão e a análise de variância (ANOVA) de fator único com nível de significância de 95%, dos resultados dos testes em 70 °C e 550 bar (ponto central) realizados em triplicata, bem como dos ensaios em 25 e 125 °C nas pressões de 270 bar realizados em duplicatas.

A Tabela C.1 apresenta as médias e os desvios padrões das triplicatas realizadas a 70 °C e 550 bar e das duplicatas realizadas a 25 e 125 °C em 270 bar. Já a Tabela C.2 apresenta os resultados da análise de variância (ANOVA) de fator único com nível de significância de 95% para avaliar a existência de alguma diferença estatisticamente significativa entre os resultados das repetições para os três testes (Gupta e Guttman, 2016).

Tabela C. 1– Valores médios das tensões de cisalhamento nas condições de 70 °C e 550 bar, 25 °C e 270 bar, 125 °C e 270 bar para fluido de perfuração. \pm : Desvio padrão.

$\dot{\gamma}$ (1/s)	τ (Pa) - 70 °C e 550 bar	τ (Pa) – 25 °C e 270 bar	τ (Pa) – 125 °C e 270 bar
400	14,69 \pm 0,08	28,82 \pm 0,06	3,51 \pm 0,06
350	13,03 \pm 0,41	26,32 \pm 0,13	2,97 \pm 0,15
300	10,91 \pm 0,09	22,21 \pm 0,08	2,26 \pm 0,09
250	9,22 \pm 0,09	17,77 \pm 0,11	1,97 \pm 0,08
200	8,57 \pm 0,27	14,31 \pm 0,08	1,64 \pm 0,18
150	7,42 \pm 0,03	10,82 \pm 0,12	1,41 \pm 0,11
100	5,87 \pm 0,13	8,36 \pm 0,13	0,920 \pm 0,20
50	3,06 \pm 0,06	5,86 \pm 0,07	0,671 \pm 0,06

Fonte: Autor.

Tabela C. 2 – ANOVA de fator único para verificar a existência de diferença significativas entre as repetições dos testes nas condições de 70 °C e 550 bar, 25 °C e 270 bar, 125 °C e 270 bar para fluido de perfuração.

Condição do teste	Fonte de variação	F	F crítico
70 °C e 550 bar	Taxas de Deformação	5,04·10 ⁻⁴	3,47
25 °C e 270 bar		2,03·10 ⁻⁴	4,60
125 °C e 270 bar		2,84·10 ⁻³	4,60

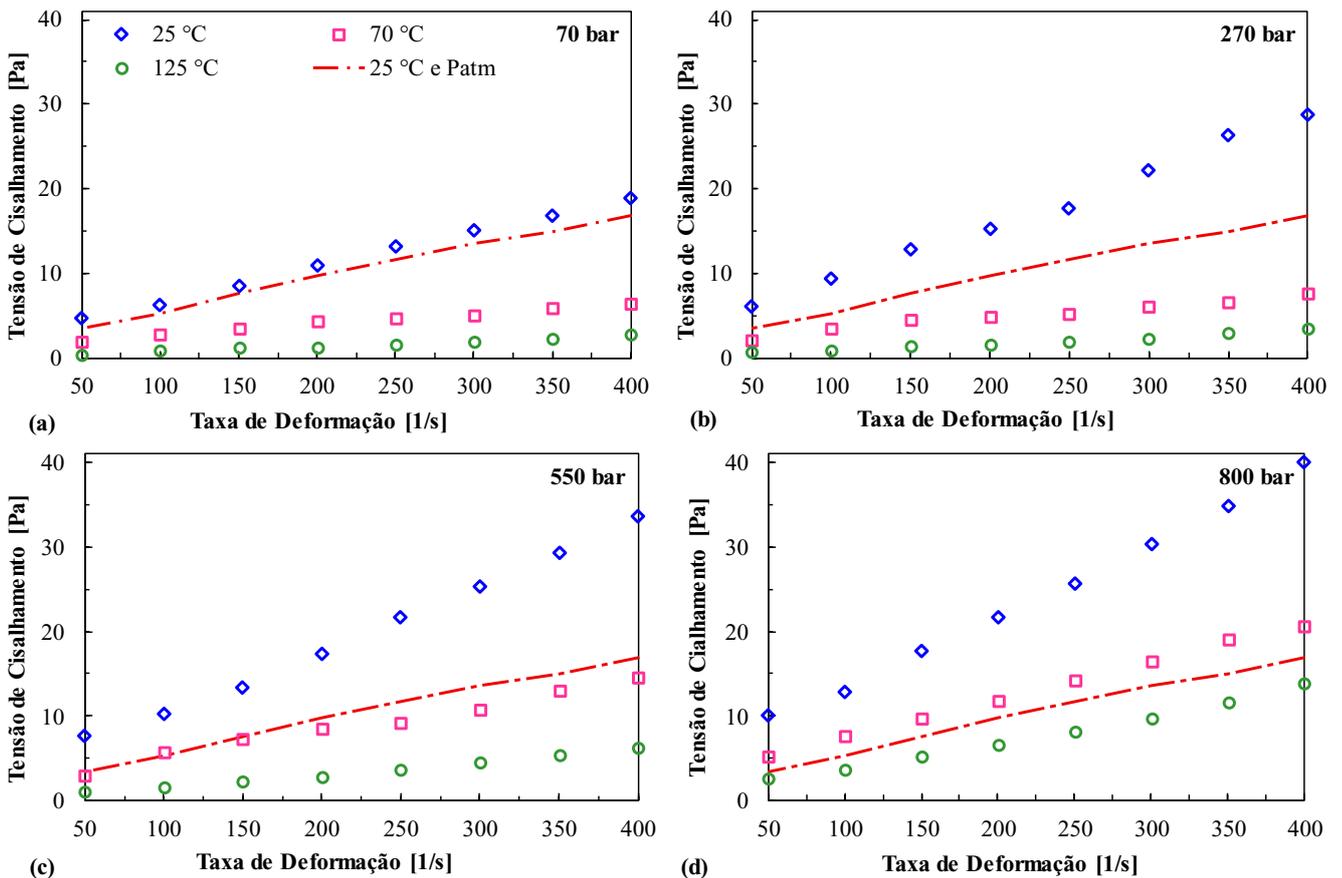
Fonte: Autor

Através da análise dos resultados apresentados na Tabela C.2, nota-se que os parâmetros F para todas as condições testadas são inferiores ao F crítico, indicando que não há diferenças estatisticamente significativas entre as tensões de cisalhamento obtidas nas repetições dos testes reológicos nas condições de 70 °C e 550 bar, 25 °C e 270 bar, 125 °C e 270 bar.

APÊNDICE D – Curvas de Escoamento a Pressões Constantes e em Diferentes Temperaturas

A Figura D.1 apresenta as curvas de escoamentos do fluido de perfuração em diferentes pressões e temperaturas, sendo: (a) 70 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (b) 270 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (c) 550 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (d) 800 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C. A curva de escoamento em 25 °C e pressão atmosférica ilustrada em linhas descontínuas em vermelho, foi tomada como a curva de escoamento de referência.

Figura D. 1 – Curvas de escoamentos do fluido de perfuração em diferentes pressões e temperaturas, sendo: (a) 70 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (b) 270 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (c) 550 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C; (d) 800 bar e temperaturas de 25, 70 e 125 °C. A curva de escoamento de referência é em 25 °C e pressão atmosférica ilustrada em linhas descontínuas na cor vermelho.



Fonte: Autor.