



Augusto Proença da Silva

**Avaliação da influência do teor de água em óleo sobre o
desempenho metrológico de sistemas de medição de
vazão de petróleo**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação) da PUC-Rio.

Orientador: Elcio Cruz de Oliveira

Rio de Janeiro

Setembro de 2022

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Augusto Proença da Silva

**Avaliação da influência do teor de água em óleo sobre o
desempenho metrológico de sistemas de medição de
vazão de petróleo**

Dissertação apresentada como requisito parcial
para obtenção do grau de Mestre pelo Programa
de Pós-Graduação em Metrologia (Área de
concentração: Metrologia para Qualidade e
Inovação) da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão
Examinadora abaixo:

Prof. Elcio Cruz de Oliveira

Orientador

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

Dr. Edisio Alves de Aguiar Junior

Inmetro

Dr. Kazuto Kawakita

IPT-SP

Dr. Roger Rocha

Petróleo Brasileiro S.A.

Rio de Janeiro, 30 de setembro de 2022

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial, do trabalho é proibida sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Augusto Proença da Silva

Graduou-se em Engenharia Eletrônica e Computação na Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-2009). Tem experiência nas áreas de Medição de Fluidos, Ciência de Dados e Gestão por Processos. Atualmente trabalha como Engenheiro de Equipamentos na Petrobras na área de Medição de Fluidos.

Ficha Catalográfica

Silva, Augusto Proença da

Avaliação da influência do teor de água em óleo sobre o desempenho metrológico de sistemas de medição de vazão de petróleo / Augusto Proença da Silva ; orientador: Elcio Cruz de Oliveira. – 2022.

140 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro Técnico Científico, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, 2022.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Metrologia para Qualidade e Inovação – Teses. 3. Metrologia. 4. Medição de Vazão. 5. BSW. 6. Planejamento de experimentos. 7. Desempenho metrológico. I. Oliveira, Elcio Cruz

CDD: 389.1

Agradecimentos

À minha mãe Mônica e meus avós Paulo e Lindomar, por nunca deixarem de acreditar no meu potencial e por todo o suporte para eu chegar até aqui.

Ao meu orientador Professor Elcio Cruz de Oliveira, pelo apoio e sensibilidade para conduzir essa parceria.

À PUC-Rio e ao Programa de Pós-Graduação em Metrologia, em especial aos professores e funcionários, por todo o conhecimento disponibilizado.

À Petrobras S.A., em particular aos gestores Debora e Luiz Eduardo, pelo esforço em garantir que eu tivesse esta oportunidade de desenvolvimento pessoal.

Aos amigos Thiago, Cesar e Pinheiro, pelo aprendizado e momentos de descontração.

Aos membros da banca examinadora que dedicaram seu tempo e esforço para avaliar este trabalho.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Silva, Augusto Proença da; Oliveira, Elcio Cruz de. **Avaliação da influência do teor de água em óleo sobre o desempenho metrológico de sistemas de medição de vazão de petróleo.** Rio de Janeiro, 2022. 140p. Dissertação de Mestrado – Programa de pós-graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Esta dissertação teve como objetivo de avaliar o desempenho metrológico de sistemas de medição de petróleo com medidores de vazão do tipo ultrassônico, Coriolis e deslocamento positivo quando submetidos a variadas condições de BSW, temperatura do fluido e vazão do escoamento por meio de Planejamento de Experimentos e da Metodologia de Superfície de Resposta. Conforme regulamentação brasileira vigente, caso os volumes produzidos de petróleo utilizados como referência para o pagamento de participações governamentais e a terceiros contêm um BSW superior a 2 % v/v, estes volumes devem ser majorados de forma arbitrária entre 1,44 % e 10,89 % em função exclusivamente do BSW, o que tem acarretado problemas operacionais às empresas petrolíferas como diferenças entre os volumes produzidos e os volumes comercializados, e pagamentos adicionais de participações governamentais e à terceiros. Os resultados dos experimentos realizados indicam que a contribuição de cada parâmetro analisado para o desempenho metrológico do sistema de medição varia conforme a tecnologia de medição utilizada pelo medidor de vazão, entretanto a temperatura do fluido demonstrou-se um parâmetro relevante comum para todas as tecnologias de medição avaliadas. Todas as tecnologias de medição avaliadas sofrem influência do BSW na faixa de 0 % a 10 % v/v, sendo o erro de medição inferior a 0,2 %, quando comparado a um medidor padrão do tipo deslocamento positivo, em quase todas as condições experimentais. O medidor de vazão do tipo Coriolis foi o que apresentou o menor erro dentre as tecnologias de medição avaliadas.

Palavras-chave

Metrologia; medição de vazão; BSW; planejamento de experimentos; desempenho metrológico.

Abstract

Silva, Augusto Proença da; Oliveira, Elcio Cruz de (Advisor). **Evaluation of the influence of water content in oil on the metrological performance of oil flow measurement systems**. Rio de Janeiro, 2022. 140p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This dissertation aimed to evaluate the metrological performance of oil measurement systems with ultrasonic, Coriolis and positive displacement flowmeters when subjected to various conditions of BSW, fluid temperature and flow rate by using Design of Experiments and Response Surface Methodology. According to current Brazilian regulations, if the produced oil volumes used as a reference for the payment of government takes and to landowners contain a BSW greater than 2% v/v, these volumes must be arbitrarily increased by 1.44 % up to 10.89 % due exclusively to the BSW value, which has caused operational problems for oil companies such as differences between the produced oil volumes and oil volumes sold, and additional payments of government takes and landowner fees. The results of the experiments carried out indicate that the contribution of each parameter analyzed to the metrological performance of the measurement system varies depending on the flowmeter measurement technology, however, the fluid temperature proved to be a relevant parameter common to all measurement technologies evaluated. All measurement technologies evaluated are influenced by BSW in the range of 0 % to 10 % v/v, with the measurement error being less than 0.2 %, when compared to positive displacement master flowmeter, in almost every experimental condition. The Coriolis flowmeter was the one with the lowest error among all measurement technologies evaluated.

Keywords

Metrology; flow metering; BSW; design of experiments; metrological performance.

Sumário

1 Introdução	19
1.1 Contextualização	19
1.2 Definição do problema de pesquisa	20
1.3 Motivação	21
1.4 Objetivos gerais e específicos	22
1.5 Metodologia	22
1.6 Estrutura da dissertação	24
2 Fundamentação regulatória	25
2.1 Participações governamentais e a terceiros	25
2.1.1 Bônus de assinatura	25
2.1.2 Royalties	27
2.1.3 Participação especial	28
2.1.4 Pagamento pela ocupação ou retenção de área	30
2.1.5 Pagamento aos proprietários de terra	31
2.1.6 Excedente em óleo	31
2.2 Medição de petróleo e gás natural	33
2.2.1 Regulamento Técnico de Medição	33
2.2.2 Regulamento Técnico de Falhas de Medição	37
2.2.3 Regulamento Técnico de Envio de Dados	38
2.2.4 Plano de Desenvolvimento	40
2.2.5 Regulamento Técnico de Medidores de Vazão de Petróleo	40
2.2.6 Penalidades	41

3 Fundamentação técnica	43
3.1 Conceitos básicos	43
3.1.1 Fluido	43
3.1.2 Massa específica	43
3.1.3 Viscosidade absoluta	43
3.1.4 Viscosidade cinemática	46
3.1.5 Número de Reynolds	47
3.1.6 Perfil de velocidade	49
3.2 Sistemas de medição de vazão de petróleo em linha	49
3.2.1 Medidor ultrassônico	52
3.2.2 Medidor Coriolis	61
3.2.3 Medidor deslocamento positivo	69
4 Planejamento de Experimentos	78
4.1 Definição	78
4.2 Planejamento fatorial	80
4.3 Metodologia de Superfície de Resposta	83
4.4 Planejamento Box-Behnken	85
5 Metodologia de execução	88
5.1 Bancada de testes	88
5.2 Validação da bancada de testes	94
5.3 Matriz experimental	96
5.4 Execução do experimento	97
5.4.1 Carregamento inicial do circuito fechado	97
5.4.2 Coleta de dados	99
5.4.3 Mudança de fluido	100

6 Resultados e Discussão	102
6.1 Medidor ultrassônico	103
6.2 Medidor Coriolis	109
6.3 Medidor deslocamento positivo	116
7 Conclusões e recomendações	123
7.1 Conclusões	123
7.2 Sugestões de trabalhos futuros	124
Referências bibliográficas	125

Lista de figuras

Figura 1: Percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo. Fonte: adaptado de ANP [19].	32
Figura 2: Representação do modelo de gestão da medição. Fonte: Carvalho [25].	36
Figura 3: Diagrama esquemático para uma plataforma genérica do tipo FPSO.	39
Figura 4: Tensão de cisalhamento.	44
Figura 5: Escoamento entre camada de um fluido.	45
Figura 6: Variação da viscosidade conforme temperatura e fluido. Fonte: Adaptado de Basu [35].	46
Figura 7: Escoamento em regime laminar e seu respectivo perfil de velocidade. Fonte: adaptado de Basu [35].	48
Figura 8: Escoamento em regime turbulento e seu respectivo perfil de velocidade. Fonte: adaptado de Basu [35].	48
Figura 9: Perfil de velocidade de um escoamento em um tubo.	49
Figura 10: Sistema de medição de petróleo em linha.	51
Figura 11: Medição de vazão pelo método Doppler.	52
Figura 12: Medição de vazão pelo método do tempo de trânsito.	53
Figura 13: Medidor de vazão do tipo ultrassônico com transdutor <i>clamp-on</i> . Fonte: Coelho [38].	55
Figura 14: Medidor de vazão do tipo tempo de trânsito.	56
Figura 15: Refração da onda ultrassônica em transdutores <i>clamp-on</i> .	58
Figura 16: Exemplos de configuração com múltiplas trajetórias. Fonte: adaptado de ISO [41].	60
Figura 17: Princípio de operação de um medidor Coriolis. Fonte: adaptado de API [53].	62
Figura 18: Funcionamento de um medidor de vazão do tipo Coriolis. Fonte: adaptado de Basu [35].	64

Figura 19: Formatos para o tubo de medição de medidores de vazão do tipo Coriolis. Fonte: adaptado de Wang & Baker [54].	64
Figura 20: Medidor de vazão do tipo Coriolis com tubo de medição duplo. Fonte: adaptado de Anklin et al. [63].	67
Figura 21: Princípio de funcionamento de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo. Fonte: adaptado de Basu [35].	70
Figura 22: Exemplo de medidor de vazão do tipo deslocamento positivo com casco duplo. Fonte: adaptado de Metroval [69].	71
Figura 23: Modelos de medidor de vazão do tipo deslocamento positivo. Fonte: adaptado de ISO [70].	72
Figura 24: Desempenho metrológico de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo em função de sua faixa de medição. Fonte: adaptado de ISO [70].	73
Figura 25: Efeitos da viscosidade em medidor de vazão do tipo deslocamento positivo com engrenagens ovais em função da vazão. Fonte: adaptado de ISO [70].	74
Figura 26: Funcionamento de medidor de vazão do tipo deslocamento positivo com engrenagens ovais. Fonte: adaptado de Ribeiro [71].	76
Figura 27: Perda de carga em função da vazão e da viscosidade. Fonte: adaptado de Basu [35].	77
Figura 28: Modelo genérico de um processo.	78
Figura 29: Representação gráfica de planejamento fatorial 2^3 .	82
Figura 30: Representação gráfica de um Planejamento Box-Behnken com 3 fatores de controle.	86
Figura 31: Diagrama esquemático da bancada de testes.	89
Figura 32: Posicionamento do medidor de vazão do tipo ultrassônico na bancada de testes.	89
Figura 33: Posicionamento dos medidores de vazão do tipo Coriolis e do tipo deslocamento positivo na bancada de testes.	90
Figura 34: Localização dos instrumentos de medição de temperatura, instrumentos de medição de pressão estática e pontos de amostragem na bancada de testes.	91
Figura 35: Trocador de calor instalado na bancada de testes.	92

Figura 36: Monitoramento do escoamento através dos tubos de vidro instalados na bancada de testes.	93
Figura 37: Exemplo de diagnóstico do perfil de escoamento fornecido pelo medidor de vazão do tipo ultrassônico.	93
Figura 38: Balança utilizada na determinação da massa de óleo mineral utilizada no experimento.	98
Figura 39: Monitoramento da massa específica do fluido através do medidor de vazão do tipo Coriolis após a alteração do nível de BSW.	101
Figura 40: Gráfico de Pareto dos efeitos padronizados para medidor de vazão do tipo ultrassônico.	105
Figura 41: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 0 % v/v.	106
Figura 42: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 5 % v/v.	106
Figura 43: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 10 % v/v.	107
Figura 44: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 0 % v/v.	107
Figura 45: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 5 % v/v.	108
Figura 46: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 10 % v/v.	108
Figura 47: Gráfico de Pareto dos efeitos padronizados para medidor de vazão do tipo Coriolis.	111
Figura 48: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 0 % v/v.	112
Figura 49: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 5 % v/v.	113
Figura 50: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 10 % v/v.	113

Figura 51: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 0 % v/v.	114
Figura 52: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 5 % v/v.	114
Figura 53: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 10 % v/v.	115
Figura 54: Gráfico de Pareto dos efeitos padronizados para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.	117
Figura 55: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 0 % v/v.	119
Figura 56: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 5 % v/v.	119
Figura 57: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 10 % v/v.	119
Figura 58: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 0 % v/v.	120
Figura 59: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 5 % v/v.	120
Figura 60: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 10 % v/v.	121

Lista de tabelas

Tabela 1: Exemplo de condições mínimas para apresentação de ofertas para bloco exploratório.	26
Tabela 2: Exemplo de alíquota de royalties.	27
Tabela 3: Participação especial no 1º ano de produção para campo marítimo com lâmina d'água acima de 400 metros.	29
Tabela 4: Exemplo de valores iniciais para ocupação da área por setor.	30
Tabela 5: Exemplo de valores iniciais de percentual mínimo de excedente em óleo.	32
Tabela 6: Periodicidade de calibração de medidores de vazão de petróleo em operação.	35
Tabela 7: Fatores de correção para eventos de falha de enquadramento de petróleo.	37
Tabela 8: Tipos de escoamento em um tubo de acordo com o número de Reynolds.	47
Tabela 9: Matriz experimental genérica para um planejamento fatorial do tipo 2 ³ .	81
Tabela 10: Matriz experimental genérica para um Planejamento Box-Behnken com 3 fatores de controle e 3 pontos centrais.	87
Tabela 11: Medidores de vazão de petróleo avaliados.	88
Tabela 12: Validação da bancada de teste com medidor do tipo ultrassônico.	95
Tabela 13: Validação da bancada de testes com medidor do tipo Coriolis.	95
Tabela 14: Validação da bancada de testes com medidor do tipo deslocamento positivo (medidor padrão).	95
Tabela 15: Condições experimentais para o medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.	96
Tabela 16: Condições experimental para o medidor de vazão do tipo ultrassônico.	96

Tabela 17: Condições experimentais para o medidor de vazão do tipo Coriolis.	97
Tabela 18: Volume de óleo mineral utilizado no carregamento inicial do circuito fechado.	98
Tabela 19: Matriz experimental e resultados obtidos para o medidor de vazão do tipo ultrassônico.	103
Tabela 20: ANOVA para medidor de vazão do tipo ultrassônico.	104
Tabela 21: Estatística R-quadrado para o medidor de vazão do tipo ultrassônico.	106
Tabela 22: Erro do medidor do tipo ultrassônico a partir do aumento do BSW.	109
Tabela 23: Matriz experimental e resultados obtidos para o medidor de vazão do tipo Coriolis.	110
Tabela 24: ANOVA para medidor de vazão do tipo Coriolis.	110
Tabela 24: Estatística R-quadrado para o medidor de vazão do tipo Coriolis.	112
Tabela 26: Matriz experimental e resultados obtidos para o medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.	116
Tabela 27: ANOVA para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.	117
Tabela 27: Estatística R-quadrado para o medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.	118

Lista de abreviaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGA	Associação Americana de Gás (<i>American Gas Association</i>)
ANOVA	Análise de Variância (<i>Analysis of Variance</i>)
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	Instituto Americano de Petróleo (<i>American Petroleum Institute</i>)
BMP	Boletim Mensal de Produção
BBD	Planejamento Box- Behnken (<i>Box-Behnken Design</i>)
BSW	Teor de Água e Sedimentos (<i>Basic Sediment and Water</i>)
CCD	Planejamento Composto Central (<i>Central Composite Design</i>)
CGCRE	Coordenação Geral de Acreditação do Inmetro
DoE	Planejamento de Experimentos (<i>Design of Experiments</i>)
E&P	Exploração e Produção
FPSO	Plataforma Flutuante de Produção, Armazenamento e Alívio (<i>Floating Production Storage and Offloading</i>)
IGP-DI	Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPT	Instituto de Pesquisas Tecnológicas
ISO	Organização Internacional de Normalização (<i>International Organization for Standardization</i>)
MPMS	Manual de Padrões de Medição de Petróleo (<i>Manual of Petroleum Measurement Standards</i>)
NBR	Norma Brasileira
NFP	Núcleo de Fiscalização da Produção
PAM	Portaria de Aprovação de Modelo
PAP	Programa Anual de Produção
PD	Plano de Desenvolvimento
PE	Participação Especial
PEM	Programa Exploratório Mínimo
PGov	Participação Governamental
PPSA	Pré-Sal Petróleo Sociedade Anônima
RSM	Metodologia de Superfície de Resposta (<i>Response Surface Methodology</i>)
RTED	Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo, Gás Natural e Água
RTM	Regulamento Técnico de Medição
RTNF	Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo
SI	Sistema Internacional de Unidades

SFP	Sistema de Fiscalização da Produção
UT	Unidade de Trabalho
VIM	Vocabulário Internacional de Metrologia

Mestre não é quem sempre ensina, mas quem de repente aprende.

Guimarães Rosa

1

Introdução

As participações governamentais geradas pela exploração de petróleo e gás natural no Brasil são uma importante fonte de renda para desenvolvimento da sociedade brasileira, sendo estes recursos destinados especialmente à educação e saúde. Em 2021, o montante arrecadado pela União em forma de participações governamentais foi de R\$ 77,85 bilhões [1] o que torna de suma importância a qualidade dos sistemas de medição utilizados no controle da produção de petróleo e gás natural e a existência de um sistema de gestão da medição robusto de forma a garantir a confiabilidade dos resultados obtidos.

1.1

Contextualização

No Brasil, os sistemas de medição utilizados para controle da produção de petróleo e gás natural de um campo petrolífero são regidos pelo Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), aprovado pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1/2013, o qual estabelece as condições e os requisitos técnicos, construtivos e metrológicos mínimos que estes sistemas de medição deverão observar, com vistas a garantir a credibilidade dos resultados de medição [2].

Os sistemas de medição previstos no RTM devem ser instalados em locais previamente autorizados pela ANP denominados pontos de medição da produção. Adicionalmente, estes sistemas de medição devem ser construídos, mantidos e operados atendendo a requisitos técnicos e metrológicos previstos em normas e regulamentos internacionais e nacionais, e necessitam de autorização da ANP e do Inmetro previamente a sua entrada em operação.

Os volumes de petróleo e gás natural produzidos por um campo são a base para o montante a ser pago a título de participações governamentais e a terceiros, especialmente royalties e participações especiais. Estes volumes são obtidos a partir

de sistemas de medição denominados fiscais cujo princípio de medição pode ser baseado em tanques volumétricos ou em medidores de vazão em linha.

Sistemas de medição fiscal de petróleo em linha, objetos desta dissertação, devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos: um medidor de vazão, um instrumento para medição de temperatura, instrumento para medição de pressão estática e um computador de vazão para correção dos volumes a partir das informações de vazão, temperatura e pressão estática.

1.2

Definição do problema de pesquisa

Conforme determinado pelo RTM, os sistemas de medição fiscal de petróleo devem estar localizados imediatamente após os sistemas de tratamento de petróleo de forma a garantir que o petróleo medido esteja estabilizado e não contenha um teor de água e sedimentos (BSW) superior a 1 % v/v.

Ainda sobre os limites de BSW para o petróleo produzido, o Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo, aprovado pela Resolução ANP n.º 18/2014, determina que a ocorrência de medição fiscal de petróleo com BSW médio diário acima de 1 % v/v seja comunicada eletronicamente à ANP em até 72 horas de sua detecção [3]. Adicionalmente, para eventos onde o BSW médio é superior a 2 % v/v, os volumes produzidos de petróleo devem ser majorados por um fator de correção pré-definido pela ANP que pode variar entre 1,44 % e 10,89 % a depender exclusivamente do BSW médio diário [4].

A majoração dos volumes produzidos de petróleo em decorrência de eventos de desenquadramento de petróleo por fatores arbitrários pode acarretar problemas operacionais para as empresas petrolíferas, uma vez que as diferenças entre o volume de petróleo medido fiscalmente (referência para pagamentos de participações governamentais e a terceiros) e volume de petróleo transferido ou comercializado (referência para pagamentos de impostos) são superiores às diferenças esperadas para sistemas de medição para estas finalidades.

Adicionalmente, a depender dos volumes produzidos, o impacto financeiro da majoração em decorrência da aplicação de fatores de correção pode ser significativo no montante de participações governamentais brasileiras a serem pagas. Considerando o cenário que:

- Uma plataforma que opera em um campo do pré-sal brasileiro possui uma produção média diária de 100 mil barris de petróleo;
- O campo no qual esta plataforma opera é explorado em regime de concessão com uma alíquota de 10 % sobre o volume produzido para pagamento de participações governamentais;
- O petróleo produzido por este campo tem um valor comercial de 100 dólares por barril de petróleo;
- O fator de correção aplicável para um evento de desenquadramento de petróleo onde o BSW médio diário é maior que 2 % v/v e menor ou igual a 30 % v/v é 1,44 % sobre o volume produzido.

Um evento de desenquadramento de petróleo com duração de um dia irá resultar em um pagamento adicional de 144 mil dólares em participações governamentais no Brasil.

1.3 Motivação

A majoração dos volumes produzidos por fatores de correção arbitrários baseada exclusivamente no BSW médio pode não ser suficiente para caracterizar o desempenho metrológico de sistemas de medição fiscal de petróleo em linha operando em condições de elevado BSW. HALLANGER et. at [5] e Skea & Hall [6] indicam que aspectos construtivos do sistema de medição como a tecnologia do medidor de vazão e características do petróleo medido como temperatura, viscosidade cinemática e massa específica podem ter influência no desempenho metrológico de sistemas de medição de petróleo em linha operando em condições de elevado BSW.

Economicamente, é importante para a indústria do petróleo que o montante pago a título de participações governamentais e a terceiros reflita os volumes de petróleo efetivamente produzidos e que haja consistência entre estes volumes e os volumes de petróleo comercializados.

Neste sentido, identificou-se na literatura uma lacuna quanto à realização de um estudo de sensibilidade para avaliação simultânea de fatores de influência do desempenho metrológico dos sistemas de medição de petróleo em linha, em

especial, o BSW, a temperatura do fluido e a vazão do escoamento o que serviu de motivação para o trabalho apresentado nesta dissertação.

1.4

Objetivos gerais e específicos

A pesquisa tem como objetivo geral avaliar, por meio de Planejamento de Experimentos e da Metodologia de Superfície de Resposta, a influência do BSW, da temperatura do fluido e da vazão do escoamento sobre o desempenho metrológico de sistemas de medição de petróleo com medidores de vazão do tipo ultrassônico, Coriolis e deslocamento positivo.

Para alcançar este objetivo geral, definem-se os seguintes objetivos específicos:

- Detalhar o cenário regulatório no Brasil para sistemas de medição fiscal de petróleo;
- Discutir os aspectos metrológicos de sistemas de medição de vazão de petróleo em linha e as diferenças entre as tecnologias de medição avaliadas;
- Identificar os critérios-limites para o BSW, a temperatura do fluido e a vazão volumétrica do escoamento para cada tecnologia de medição de vazão avaliada.

1.5

Metodologia

A metodologia da pesquisa utilizada para atender aos objetivos propostos por esta dissertação pode ser classificada quanto aos fins como:

- **Descritiva**, pois teve por objetivo estabelecer correlações entre os resultados obtidos para cada tecnologia de medição de vazão de petróleo e as condições operacionais avaliadas.
- **Explicativa**, dado que visou também justificar os resultados obtidos a partir dos princípios de funcionamento de cada tecnologia de medição de vazão avaliadas.

Referente aos meios de investigação, a metodologia da pesquisa pode ser classificada como:

- **Bibliográfica**, porque a fim de responder aos objetivos propostos, foi realizada uma busca de pesquisas e estudos já realizados sobre o tema no Brasil e no exterior.
- **Documental**, pois normas, regulamentos e notas técnicas produzidas por agentes relevantes (empresas petrolíferas, agências reguladoras e institutos nacionais e internacionais de metrologia) também foram utilizados como referência para a pesquisa.
- **Experimental**, uma vez que foram realizados ensaios em laboratório para avaliar o desempenho metrológico dos sistemas de medição de petróleo sob diversas condições operacionais.
- **Investigação *ex post facto***, visto que os resultados experimentais foram tratados e analisados de forma a avaliar sua coerência com as condições atualmente válidas.

Com relação ao enfoque, a pesquisa proposta pode ser classificada **mista**, uma vez que foram utilizados resultados experimentais (quantitativos) e aspectos técnicos de cada tecnologia de medição de vazão (qualitativa) para responder aos objetivos propostos.

Para realização dos ensaios em laboratório para avaliação do desempenho metrológico dos sistemas de medição de petróleo em linha foi utilizada a ferramenta estatística de Planejamento de Experimentos. Esta ferramenta é aplicável quando é desejável minimizar o número de experimentos e maximizar a informação, auxiliando na identificação das variáveis que possuem influência no resultado de forma a descartar as variáveis não significativas, o que motivou sua escolha para atingir os objetivos desta dissertação.

Dentre as metodologias de Planejamento de Experimentos disponíveis, optou-se pelo uso do Planejamento Box-Behnken por esta permitir que se trabalhe com um número reduzido de observações para obtenção de uma estimativa eficiente do comportamento da variável de resposta. Adicionalmente, a Metodologia de Superfície de Resposta foi empregada na análise dos resultados obtidos, pois trata-se de uma ferramenta gráfica de otimização que permite encontrar qual condição de operação que leva ao ponto ótimo (máximo, mínimo ou alvo) da variável de resposta.

1.6 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está estruturada em seis capítulos, incluindo este capítulo introdutório onde são apresentados o problema objeto deste trabalho, a motivação para estudá-lo, a metodologia de pesquisa utilizada, bem como os objetivos gerais e específicos a serem alcançados.

O capítulo 2 apresenta um resumo das compensações financeiras pagas à União (participações governamentais brasileiras) e a terceiros pelas empresas petrolíferas em decorrência da atividade de exploração de petróleo e gás natural no Brasil e as principais regulamentações relacionadas à medição dos volumes produzidos de petróleo e gás natural.

O capítulo 3 descreve um sistema de medição de vazão de petróleo, abordando as diferentes tecnologias de medição de vazão de petróleo que foram avaliadas, descrevendo o funcionamento de cada medidor de vazão e os principais parâmetros de influência.

No capítulo 4, são definidas as ferramentas estatísticas para a avaliação do desempenho metrológico dos sistemas de medição de vazão de petróleo utilizadas nesta dissertação como Planejamento de Experimentos, Planejamento Box-Behnken e Metodologia de Superfície de Resposta.

O capítulo 5 detalha o procedimento aplicado na condução dos ensaios em laboratório, incluindo a bancada de testes construída e a matriz experimental elaborada para avaliação do desempenho metrológico dos sistemas de medição de vazão de petróleo.

No capítulo 6, são apresentados os resultados obtidos nos ensaios realizados e as discussões quanto ao desempenho metrológico dos sistemas de medição de vazão em linha de petróleo para cada tecnologia de medição de vazão avaliada.

Por último, o capítulo 7 traz as conclusões da pesquisa e sugestões para trabalhos futuros.

2

Fundamentação regulatória

2.1

Participações governamentais e a terceiros

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 [7], em seu artigo 20, determina que os recursos minerais, os quais incluem as jazidas de petróleo e gás natural, constituem bens da União. Neste sentido, no caso da exploração destes recursos não renováveis por empresas autorizadas, é prevista a compensação financeira à União que varia de acordo com o contrato de exploração e produção firmado e que, genericamente, é chamada de Participações Governamentais (PGov).

Conforme previsto na lei nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997 [8], e na lei nº 12.351, de 22 de Dezembro de 2010 [9], são consideradas participações governamentais e a terceiros:

- Bônus de assinatura;
- Royalties;
- Participação especial;
- Pagamento pela ocupação ou retenção de área;
- Pagamento aos proprietários de terra;
- Excedente em óleo.

2.1.1

Bônus de assinatura

O bônus de assinatura constitui o valor em reais a ser pago à União pela empresa ou consórcio vencedor da licitação no ato da assinatura do contrato de exploração e produção, sendo este valor não reembolsável independentemente da viabilidade de exploração do campo petrolífero.

Em um regime exploratório de concessão, o valor mínimo do bônus de assinatura é definido em edital de licitação para cada bloco exploratório ofertado. Atualmente, o bônus de assinatura não é o único critério para definição da oferta vencedora em uma licitação em um regime de concessão. Outros critérios são

utilizados em conjunto com o bônus de assinatura na definição da oferta vencedora como o percentual de conteúdo local utilizado durante o período de concessão e o programa exploratório mínimo (PEM), que corresponde ao conjunto de atividades que obrigatoriamente deve ser executado pela empresa ou consórcio durante a fase de exploração.

As eqs. (1) a (3) detalham o modelo utilizado na avaliação das ofertas realizadas para os blocos na 17ª Rodada de Licitação de Blocos em Regime de Concessão onde a oferta vencedora é aquela que obtiver a maior nota dentre as ofertas apresentadas para o bloco licitado [10].

$$Nota_{bônus} = 80 * \left(\frac{Bônus\ de\ Assinatura\ Ofertado}{Maior\ Bônus\ de\ Assinatura\ Ofertado} \right) \quad (1)$$

$$Nota_{PEM} = 20 * \left(\frac{PEM\ Ofertado}{Maior\ PEM\ Ofertado} \right) \quad (2)$$

$$Nota_{Oferta} = Nota_{Bônus} + Nota_{PEM} \quad (3)$$

A Tabela 1 apresenta os valores mínimos para o bônus de assinatura em reais, e para o PEM em unidades de trabalho (UT), para campos licitados em regime de concessão pela ANP na 17ª Rodada de Licitação de Blocos em Regime de Concessão.

Tabela 1: Exemplo de condições mínimas para apresentação de ofertas para bloco exploratório.

Bacia	Setor	Bloco	Bônus de Assinatura Mínimo (em reais)	PEM Mínimo (em UT)
Campos	SC-AP1	C-M-13	9.610.000,00	94
Campos	SC-AP1	C-M-69	6.380.000,00	112
Campos	SC-AP1	C-M-107	5.960.000,00	78
Campos	SC-AP1	C-M-109	6.610.000,00	112

Fonte: adaptado de ANP [10].

Para campos do pré-sal brasileiro, onde a licitação de blocos exploratórios é realizada em regime de partilha da produção, o bônus de assinatura é definido como um valor fixo em reais a ser pago pela empresa ou consórcio vencedor. Neste regime exploratório, a definição da oferta vencedora é aquela que apresenta o maior percentual de excedente de óleo para a União [9].

2.1.2 Royalties

Os royalties são uma compensação financeira devida à União por todas as empresas produzem petróleo e gás natural em território brasileiro pela exploração de um recurso natural finito sendo, atualmente, a única participação governamental prevista em todos os regimes exploratórios existentes no Brasil.

Segundo Lima [11], o pagamento de royalties não constitui um tributo, pois tributo são valores cobrados para fazer frente a custos do Estado em oferecer serviços básicos como segurança, educação e saúde.

O montante de royalties a ser pago à União é definido a partir aplicação de alíquota fixa sobre a receita bruta da produção mensal de petróleo e gás natural de um campo petrolífero conforme eq. (4):

$$\text{Royalties} = \text{Alíquota} * (\text{Receita Bruta da Produção}) \quad (4)$$

A alíquota de royalties de um campo é definida no edital de licitação de cada bloco exploratório e formalizada no contrato de exploração e produção firmado com a União. Esta alíquota pode variar de 5 % a 15 % a depender do regime exploratório e dos riscos exploratórios envolvidos conforme exemplificado na Tabela 2.

Tabela 2: Exemplo de alíquota de royalties.

Bacia	Setor	Alíquota de royalties
Campos	SC-AP1	10 %
Campos	SC-AP3	10 %
Campos	SC-AUP2	10 %
Pelotas	SP-AP1	5 %
Pelotas	SP-AR1	7,5 %

Fonte: adaptado de ANP [10].

Por sua vez, a receita bruta da produção de um campo é calculada com base nos preços de referência de petróleo e gás natural e nos volumes mensais petróleo e gás natural produzidos por este campo, desconsiderando os volumes de gás natural reinjetados no campo e de gás natural queimados em tocha ou ventilados para atmosfera por razões de segurança ou em casos de comprovada necessidade operacional conforme definido no Programa Anual de Produção (PAP) [12]. O cálculo da receita bruta da produção de um campo é apresentado na eq. (5):

$$\text{Receita Bruta da Produção} = V_{\text{óleo}} * PRP + V_{\text{gás}} * PRGN \quad (5)$$

Onde:

- i. $V_{\text{óleo}}$ é o volume de petróleo produzido pelo campo no mês em m³;
- ii. PRP é o preço de referência do petróleo produzido pelo campo em reais [13];
- iii. $V_{\text{gás}}$ é o volume de gás natural produzido pelo campo no mês em m³, excetuando os volumes isentos conforme legislação aplicável;
- iv. $PRGN$ é o preço de referência do gás natural produzido pelo campo em reais [14].

Com relação aos prazos para apuração e pagamento dos royalties, estes devem ser apurados desde o início da produção do campo e recolhidos mensalmente até o último dia do mês subsequente àquele em que ocorreu a produção de petróleo e gás natural utilizada como referência.

2.1.3 Participação especial

A participação especial é uma compensação extraordinária a ser paga à União por todas as empresas que produzem petróleo e gás natural em campos de alta produtividade ou rentabilidade sob o regime exploratório de concessão.

Diferentemente dos royalties, a participação especial (PE) é calculada a partir da aplicação de uma alíquota progressiva sobre a receita líquida da produção trimestral de petróleo e gás natural de um campo conforme eq. (6):

$$PE = \text{Alíquota} * (\text{Receita Líquida da Produção}) \quad (6)$$

Para a apuração da receita líquida da produção trimestral é permitida a dedução valores pagos à título de royalties, investimentos, custos operacionais, depreciação e tributos conforme legislação aplicável [15].

Com relação às alíquotas, na apuração da participação especial estas são progressivas e dependem da localização do campo produtor (terrestre ou marítimo), do número de anos em que o campo se encontra em produção e do volume de petróleo e gás natural produzido no trimestre. A Tabela 3 apresenta as alíquotas e a parcela isenta de pagamento de participação especial para o cenário de exploração de um campo marítimo situado em uma lâmina d'água acima de 400 metros durante seu 1º ano de produção.

Tabela 3: Participação especial no 1º ano de produção para campo marítimo com lâmina d'água acima de 400 metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em 10 ³ .m ³ petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1350 * \left(\frac{RLP}{VPF}\right)$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1575 * \left(\frac{RLP}{VPF}\right)$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1800 * \left(\frac{RLP}{VPF}\right)$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$\left(\frac{675}{0,35}\right) * \left(\frac{RLP}{VPF}\right)$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 * \left(\frac{RLP}{VPF}\right)$	40

Fonte: adaptado de ANP [16].

Na Tabela 3:

- i. **RLP** é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;
- ii. **VPF** é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em 10³ m³ de petróleo equivalente.

2.1.4

Pagamento pela ocupação ou retenção de área

O pagamento pela ocupação ou retenção da área é uma compensação anual proporcional à fração da superfície do bloco exploratório feita à União pelas empresas detentoras do direito de exploração e produção de petróleo e gás natural desta área apenas em regime de concessão.

O valor inicial a ser pago a título de ocupação da área é definido no edital de licitação de cada bloco ofertado com base nos valores previstos para fase de exploração levando em consideração, entre outros fatores, as características geológicas do bloco e localização da bacia sedimentar no qual este bloco está situado. A Tabela 4 apresenta os valores iniciais definidos para os blocos ofertados na ANP na 17ª Rodada de Licitação de Blocos em Regime de Concessão.

Tabela 4: Exemplo de valores iniciais para ocupação da área por setor.

Bacia	Sector	Número de blocos	Área em oferta (em km ²)	Pagamento pela ocupação de área (em R\$.ano/km ²)
Campos	SC-AP1	6	4.037,080	1.298,63
Campos	SC-AP3	2	1.424,299	865,76
Campos	SC-AUP2	7	4.966,584	240,49
Pelotas	SP-AP1	16	10.821,439	240,49
Pelotas	SP-AR1	26	4.414,634	224,46

Fonte: adaptado de ANP [10].

Ao longo do contrato de concessão, os valores devidos pela ocupação da área são reajustados anualmente pelo índice IGP-DI (Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna). Adicionalmente, estes valores são majorados à medida que o projeto de exploração e desenvolvimento da produção do campo avança de fase [10]:

- **Prorrogação da Fase de Exploração:** acréscimo de 100 % do valor fixado para a fase de Exploração;
- **Período de Desenvolvimento da Fase de Produção:** acréscimo de 100 % do valor fixado para a fase de Exploração;

- **Fase de Produção:** acréscimo de 900 % do valor fixado para a fase de Exploração.

2.1.5

Pagamento aos proprietários de terra

Para campos petrolíferos terrestres explorados em regime de concessão está previsto o pagamento mensal aos proprietários das terras onde são realizadas as atividades de exploração e produção (superficiários) de uma participação entre 0,5 % e 1 % da receita bruta de produção de petróleo e gás natural conforme definido no edital de licitação do bloco ofertado [17].

O valor da participação devido a cada proprietário de terra é pago diretamente a ele pela empresa detentora dos direitos de exploração e produção até o último dia útil do segundo mês subsequente ao apurado. Adicionalmente, a empresa deve disponibilizar à ANP toda a documentação comprobatória dos valores pagos aos proprietários de terra em até 10 dias úteis após a data de pagamento para fins de fiscalização.

2.1.6

Excedente em óleo

Em um regime exploratório de partilha de produção, a oferta vencedora na licitação de um bloco exploratório é aquela que oferece o maior percentual de excedente em óleo para a União.

O excedente em óleo pode ser definido como a parcela da produção de petróleo e gás natural a ser dividida entre a União e a empresa ou consórcio vencedor da licitação, resultante da diferença entre o volume total da produção de petróleo e gás natural do campo e as parcelas relativas aos royalties devidos e aos custos e investimentos realizados na execução das atividades de exploração, produção e desativação das instalações (custo em óleo) conforme previsto em legislação específica [9].

A Tabela 5 apresenta os percentuais mínimos de excedente em óleo para alguns dos campos licitados pela ANP na 6ª Rodada de Licitação de Blocos em Regime de Partilha de Produção.

Tabela 5: Exemplo de valores iniciais de percentual mínimo de excedente em óleo.

Bacia	Bloco	Percentual mínimo de excedente em óleo (%)
Santos	Aram	29,96
Santos	Bumerangue	26,68
Santos	Cruzeiro do Sul	29,52
Santos	Sudoeste de Sagitário	26,09

Fonte: adaptado de ANP [18].

Cabe destacar que o percentual de excedente em óleo definido no edital de licitação se refere a uma condição específica para o preço do petróleo e gás natural a ser produzido e a produção média diária em barris de petróleo equivalente por poço produtor. Desta forma, a partir do início da produção do campo, o percentual de excedente em óleo ofertado inicialmente à União pode variar conforme regras definidas no edital de licitação e formalizadas no contrato firmado de partilha da produção. A Figura 1 detalha o percentual de excedente em óleo previsto para o campo de Mero ofertado na 1ª Rodada de Licitação de Blocos em Regime de Partilha de Produção.

	$0 < X \leq 60$	$60 < X \leq 80$	$80 < X \leq 100$	$100 < X \leq 120$	$120 < X \leq 140$	$140 < X \leq 160$	$X > 160$
$0 < Y \leq 4$	-31,72 %	-26,45 %	-19,44 %	-14,98 %	-11,89 %	-9,62 %	-5,94 %
$4 < Y \leq 6$	-15,85 %	-12,85 %	-8,86 %	-6,32 %	-4,56 %	-3,27 %	-1,18 %
$6 < Y \leq 8$	-9,62 %	-7,51 %	-4,71 %	-2,92 %	-1,69 %	-0,78 %	+0,69 %
$8 < Y \leq 10$	-6,33 %	-4,70 %	-2,52 %	-1,13 %	-0,17 %	+0,53 %	+1,68 %
$10 < Y \leq 12$	-4,26 %	-2,92 %	-1,14 %	OFERTA	+0,79 %	+1,36 %	+2,30 %
$12 < Y \leq 14$	-2,56 %	-1,46 %	0,00 %	+0,93 %	+1,57 %	+2,04 %	+2,81 %
$14 < Y \leq 16$	-1,48 %	-0,54 %	+0,71 %	+1,51 %	+2,07 %	+2,47 %	+3,13 %
$16 < Y \leq 18$	-0,86 %	0,00 %	+1,13 %	+1,86 %	+2,36 %	+2,72 %	+3,32 %
$18 < Y \leq 20$	-0,29 %	+0,48 %	+1,51 %	+2,17 %	+2,62 %	+2,95 %	+3,49 %
$20 < Y \leq 22$	+0,23 %	+0,92 %	+1,85 %	+2,45 %	+2,86 %	+3,16 %	+3,65 %
$22 < Y \leq 24$	+0,69 %	+1,32 %	+2,16 %	+2,70 %	+3,07 %	+3,34 %	+3,73 %
$Y > 24$	+1,11 %	+1,68 %	+2,44 %	+2,93 %	+3,26 %	+3,51 %	+3,91 %

Figura 1: Percentual de excedente em óleo para a União em função da oferta, produtividade e preço do petróleo. Fonte: adaptado de ANP [19].

Na Figura 1, tem-se:

- i. X é a média mensal dos preços diários do petróleo do tipo *Brent* em dólares americanos conforme regras definidas em edital.
- ii. Y é a produtividade média mensal dos poços produtores de petróleo e gás natural em mil barris de petróleo equivalente por dia.

Diferentemente de outros países, no Brasil, em todos os contratos de exploração celebrados no regime de partilha da produção é obrigatória a participação da empresa pública PPSA (Pré-Sal Petróleo Sociedade Anônima) no consórcio vencedor. Adicionalmente, conforme destacado por Lima [20], o excedente em óleo devido à União é pago em hidrocarboneto, cabendo PPSA comercializá-lo em favor da União [21].

2.2

Medição de petróleo e gás natural

Segundo Oliveira [22], durante todo o ciclo de produção de petróleo e gás natural, a medição dos volumes envolvidos é essencial, desde a fase exploratória, para avaliar o potencial dos reservatórios produtores, até a entrega dos produtos refinados ao cliente final, para garantir uma transferência justa entre as partes envolvidas.

Neste contexto, no Brasil, toda a produção de petróleo e gás natural deve ser apurada através sistemas de medição projetados, operados e mantidos em acordo com requisitos metrológicos e técnicos previstos em regulamentos técnicos da ANP e Inmetro.

A seguir são apresentados os principais regulamentos aplicáveis a área de medição de petróleo e gás natural.

2.2.1

Regulamento Técnico de Medição

O marco regulatório no Brasil para a medição da produção de petróleo e gás natural no segmento de Exploração e Produção (E&P) se deu com a publicação do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), aprovado pela Portaria Conjunta ANP/Inmetro n.º 1, de 19 de junho de 2000 [23]. Este documento estabeleceu as condições e requisitos mínimos para os sistemas de medição de

petróleo e gás natural, com vistas a garantir resultados acurados e completos em consonância com a criticidade do processo de determinação da produção de petróleo e gás natural.

Arantes [24] cita a publicação do RTM em 2000 como o principal elemento de fomento de uma nova cultura metrológica no segmento de E&P baseada nas mais modernas filosofias de medição praticadas no mundo, oferecendo praticidade na coleta de dados operacionais e confiabilidade dos sistemas de medição.

Com a evolução dos processos e das tecnologias aplicáveis aos sistemas de medição, uma nova versão do RTM foi aprovada pela Resolução Conjunta ANP/Inmetro n.º 1, de 10 de junho de 2013. Segundo este regulamento, os sistemas de medição de petróleo e gás natural podem ser classificados quando à sua aplicação como:

- **Fiscal** – medição do volume total produzido que serve de referência para o pagamento de participações governamentais e a terceiros;
- **Apropriação** – medição para determinação do potencial de produção de cada poço produtor e utilizado para apropriação dos volumes fiscais a cada poço e campo;
- **Transferência de Custódia** – medição quanto há transferência legal e/ou comercial dos fluidos;
- **Operacional** – demais sistemas utilizados para controle operacional que não se enquadrem como fiscal, apropriação ou transferência de custódia.

Devido à criticidade dos volumes medidos, o RTM prevê que antes da execução do projeto de um novo sistema de medição fiscal, apropriação ou transferência de custódia de petróleo ou gás natural, ou da alteração de um sistema de medição existente, este projeto deve ser submetido à aprovação da ANP. Adicionalmente, uma vez construído e instalado em ponto de medição, este sistema de medição deve ser inspecionado pela ANP visando a obtenção de autorização para sua entrada em operação.

Conforme será detalhado no capítulo 3, um sistema de medição de petróleo e gás natural para atendimento ao RTM pode ser definido como o conjunto de um ou mais equipamentos cujo objetivo é fornecer um volume totalizado em metros cúbicos (m³) para um dado período na condição padrão de medição, ou seja, a uma temperatura de 20 °C e a uma pressão estática de 101,325 kPa.

Com relação aos aspectos construtivos, os sistemas de medição de petróleo e gás natural podem ser classificados em:

- **Sistemas baseados em tanques**, onde o volume de petróleo ou gás natural é determinado por meio da correlação entre o nível de petróleo ou gás natural contido no tanque e a capacidade volumétrica do tanque;
- **Sistemas em linha**, onde a vazão do escoamento é determinada a partir de um medidor de vazão e posteriormente é integrada no tempo de forma a obter o volume de petróleo ou gás natural;
- **Sistemas com medidores multifásicos**, onde os volumes de cada fluido (petróleo, gás natural e água) são determinados sem a necessidade de um processo prévio de separação de cada corrente.

Além de requisitos construtivos, o RTM também define requisitos para manutenção e operação dos sistemas de medição de petróleo e gás natural como os intervalos máximos para calibração e inspeção de equipamentos, e para a coleta e análise dos fluidos produzidos. A Tabela 6 apresenta alguns dos prazos previstos no RTM.

Tabela 6: Periodicidade de calibração de medidores de vazão de petróleo em operação.

Equipamento	Fiscal	Apropriação	Transferência de custódia
Deslocamento positivo	3 meses	6 meses	6 meses
Coriolis	6 meses	12 meses	12 meses
Ultrassônico	6 meses	12 meses	12 meses

Fonte: adaptado de ANP/Inmetro [2].

Para sistemas de medição fiscal de petróleo, o RTM determina que estes devem estar localizados imediatamente após os sistemas de tratamento de petróleo visando a garantir que o petróleo medido esteja estabilizado e com BSW igual ou inferior a 1 % v/v, sendo considerado um evento de falha de enquadramento de petróleo a ocorrência de medição com um BSW médio diário superior a este limite.

De forma a assegurar a confiabilidade dos resultados de acordo com exigências de cada aplicação, todos os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem ser projetados seguindo requisitos normativos nacionais e internacionais e mantidos em condições adequadas de funcionamento. Adicionalmente, trata-se de um requisito do RTM a existência de um sistema de gestão da medição como mecanismo para garantir a eficácia e adequação dos sistemas de medição ao uso pretendido e gerenciar o risco de resultados de medições incorretas.

Carvalho [25] destaca que a implantação de um sistema de gestão da medição é um desafio estratégico associado a ganhos de produtividade, qualidade dos produtos e serviços, redução de custos, eliminação de desperdícios e atendimento a requisitos legais.

A Figura 2 apresenta um modelo de sistema de gestão da medição baseado na norma ABNT NBR ISO 10012 [26]. Esta norma especifica requisitos genéricos e fornece orientação para a gestão de processos de medição e comprovação metrológica de equipamentos de medição que podem ser utilizados na demonstração de atendimento aos requisitos metrológicos.

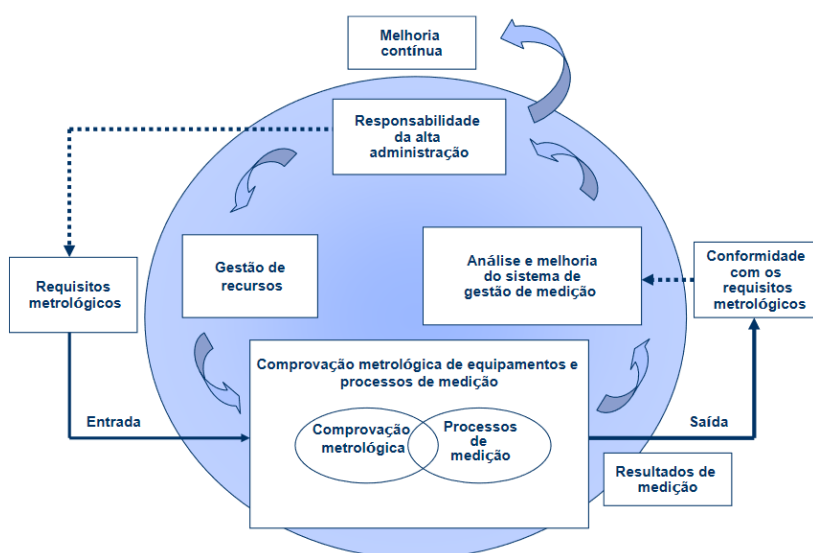


Figura 2: Representação do modelo de gestão da medição. Fonte: Carvalho [25].

2.2.2

Regulamento Técnico de Falhas de Medição

O Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo (RTNF), aprovado pela Resolução ANP n.º 18, de 27 de março de 2014, definiu prazos e procedimentos a serem adotados com relação a ocorrência de eventos de falha associados aos sistemas de medição previstos no RTM [3].

Com o objetivo de garantir os interesses da União, este Regulamento estabeleceu metodologias padronizadas para estimativa dos volumes afetados em caso de um evento de falha de medição. Para eventos de falha de enquadramento de petróleo, ou seja, onde há a ocorrência de medição de volumes produzidos com BSW médio diário superior a 1 % v/v, visando mitigar um potencial aumento da incerteza de medição em um sistema de medição fiscal de petróleo, é obrigatória a aplicação de fatores de correção sobre o volume produzido. Almeida et al. [27] concluíram que a incerteza do BSW e a incerteza do fator de calibração do medidor de vazão são as principais fontes de incerteza para sistema de medição de petróleo em linha.

A Tabela 7 apresenta os fatores de correção do volume de petróleo produzido conforme o BSW médio diário previstos Ofício Circular n.º 2/2021/NFP/ANP-e [4].

Tabela 7: Fatores de correção para eventos de falha de enquadramento de petróleo.

BSW médio diário	Fator de correção
$1 \% \text{ v/v} < \text{BSW} \leq 2 \% \text{ v/v}$	-
$2 \% < \text{BSW} \leq 30 \% \text{ v/v}$	1,14 %
$30 \% \text{ v/v} < \text{BSW} \leq 50 \% \text{ v/v}$	7,80 %
$\text{BSW} \geq 50 \% \text{ v/v}$	10,89 %

Fonte: adaptado de ANP [4].

Com relação à duração dos eventos de falha, para sistemas de medição fiscal e apropriação de petróleo e gás natural, e de medição operacional de gás queimado ou gás ventilado, o RTNF estabeleceu o limite de 240 horas para permanência em falha. Este limite não corresponde apenas a duração de evento de falha, devendo

também ser considerado o somatório da duração dos eventos de falha ocorridos no sistema de medição nos últimos 30 dias anteriores à ocorrência do evento de falha avaliado.

Em complemento ao RTM, o RTNF determinou que a análise de eventos de falha em sistemas de medição de petróleo e gás natural, e de enquadramento de petróleo deve ser um dos processos do sistema de gestão da medição de forma a mitigar a repetição de eventos pela mesma causa raiz e viabilizar a redução da duração dos eventos de falha. O resultado desta análise deve ser enviado anualmente para ANP por meio do Relatório de Análise dos Eventos de Falhas que deve conter, no mínimo:

- o número dos eventos de falhas por instalação, fluido e sistema de medição, durante cada mês e no ano;
- o tempo médio entre falhas e o tempo médio em falha, por instalação, fluido e sistema de medição, durante cada mês e no ano;
- os principais eventos de falha ocorridos por instalação e as respectivas ações para a mitigação da recorrência destes.

2.2.3

Regulamento Técnico de Envio de Dados

O Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo, Gás Natural e Água (RTED), aprovado pela Resolução ANP n.º 65, de 10 de dezembro de 2014, e revisado pela Resolução ANP n.º 737, de 27 de julho de 2018, estabelece procedimentos e prazos quanto ao processo de envio de dados e informações para a ANP referentes aos sistemas de medição de fiscal, apropriação, e transferência de custódia de petróleo e gás natural, e aos sistemas de medição operacional de gás injetado, gás queimado e gás ventilado [28].

Adicionalmente, o RTED determina procedimentos e prazos para atualização das informações dos sistemas de medição de uma instalação que fazem parte do escopo do RTM no Sistema de Fiscalização da Produção (SFP) da ANP.

A Figura 3 apresenta um exemplo de diagrama esquemático indicando as principais correntes de petróleo, gás natural e água, bem como a localização dos sistemas de medição para uma plataforma genérica do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) comumente utilizada na exploração dos campos do pré-sal brasileiro.

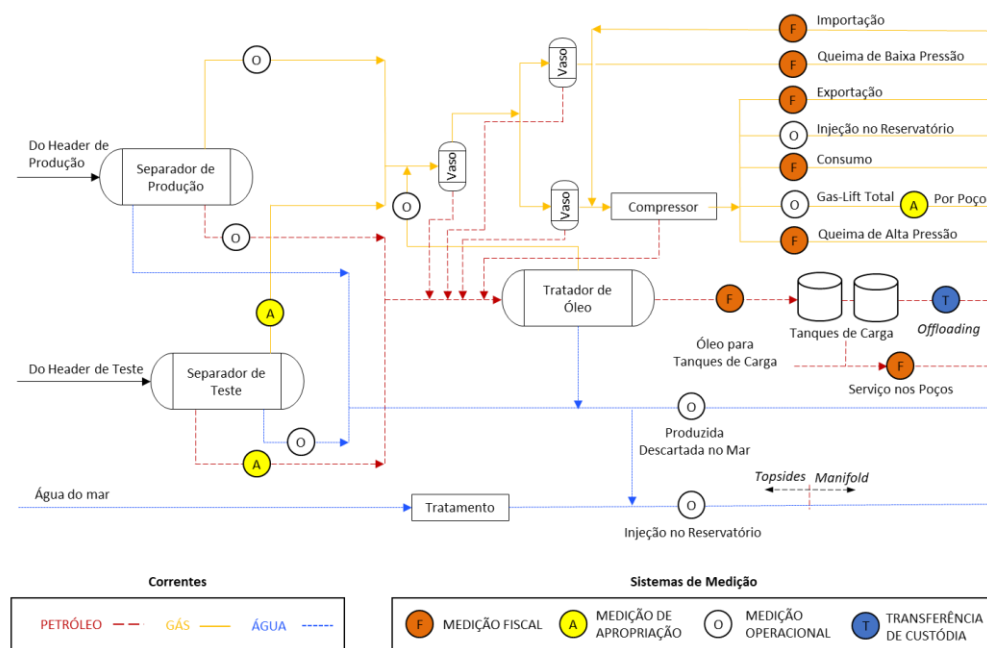


Figura 3: Diagrama esquemático para uma plataforma genérica do tipo FPSO.

O principal objetivo do RTED é garantir a rastreabilidade dos volumes informados no Boletim Mensal de Produção (BMP) pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no Brasil e que são utilizados como referência para o pagamento de participações governamentais e a terceiros. Dado que o BMP contém as informações dos volumes de petróleo e gás natural produzidos e dos volumes de gás natural injetado, queimado ou ventilado por campo, instalação e poço, o RTED prevê o envio eletrônico das seguintes informações em formato pré-definido pela ANP (arquivos com extensão .XML) de forma a verificar a consistência das informações contidas no BMP:

- Volume diário e configurações dos sistemas de medição de petróleo e gás natural;
- Alarmes e eventos registrados pelos computadores de vazão associados aos sistemas de medição de petróleo e gás natural;
- Potencial de produção dos poços produtores de petróleo e gás natural;
- Resultados das análises físico-químicas de petróleo e gás natural;
- Notificações de falha em sistemas de medição de petróleo e gás natural.

2.2.4

Plano de Desenvolvimento

O Plano de Desenvolvimento (PD), regulamentado pela Resolução ANP n.º 17, de 18 março de 2015, é o documento elaborado pela empresa responsável pela exploração do campo petrolífero onde estão detalhadas as atividades e investimentos previstos para todo o projeto de desenvolvimento e exploração deste campo [29].

Este documento apresenta informações de caráter técnico, operacional, econômico e ambiental, incluindo as seguintes informações quanto aos sistemas de medição utilizados para determinação dos volumes de petróleo e gás natural produzidos:

- Diagrama esquemático das instalações de produção utilizadas na exploração do campo, indicando as principais correntes de petróleo, gás natural e água e a localização dos sistemas de medição previstos no RTM.
- Informações quanto aos sistemas de medição utilizados para medição da produção de petróleo, gás natural e água: classificação do sistema quanto a sua aplicação (fiscal, apropriação, transferência de custódia ou operacional), localização na instalação, tecnologia de medição utilizada e características metrológicas (classe de exatidão ou incerteza de medição);
- Metodologia para obtenção dos volumes totais de petróleo e gás natural produzidos e de apropriação da produção ao campo, caso a medição seja realizada de forma compartilhada entre campos.

2.2.5

Regulamento Técnico de Medidores de Vazão de Petróleo

O Regulamento Técnico Metrológico para Sistemas de Medição Dinâmica equipados com medidores para quantidades de petróleo e seus derivados líquidos, aprovado pela Portaria Inmetro n.º 291, de 7 de julho 2021, estabeleceu as exigências metrológicas e técnicas, como classe de exatidão e erro máximo admissível, que os sistemas de medição de vazão devem atender visando seu uso na determinação dos volumes de petróleo previstos no RTM [30].

Este regulamento é referência para avaliação de conformidade e aprovação de modelo de medidores de vazão de petróleo e para verificação inicial de sistemas de medição realizada pelo Inmetro ou seus órgãos delegados em atendimento ao RTM [31].

2.2.6 Penalidades

O não cumprimento dos requisitos previstos no RTM e demais regulamentos aplicáveis aos sistemas de medição de petróleo e gás natural é passível da aplicação de penalidades conforme previsto na Lei n.º 9.847, de 26 de outubro de 1999, e demais legislações complementares [32].

A aplicação de multas é a principal penalidade aplicada às empresas que produzem petróleo e gás natural como parte do processo de fiscalização dos sistemas de medição conduzido pelo Núcleo de Fiscalização da Produção (NFP) da ANP. Entretanto, conforme previsto em lei, casos mais graves podem resultar em penalidades mais severas como a interdição da instalação de produção, a suspensão do direito de participação da empresa em novas licitações de blocos exploratórios e a rescisão do contrato de exploração firmado entre a empresa e à União.

As multas aplicáveis às infrações associadas aos sistemas de medição de petróleo e gás natural variam de 5 mil a 2 milhões de reais. O valor da multa é definido pela dosimetria prevista no Despacho Decisório n.º 2/2021/NFP [33] e depende, entre outros fatores, da gravidade da infração, dos antecedentes do infrator e do volume de petróleo e gás natural movimentado na instalação conforme detalhado na eq. (7).

$$\begin{aligned}
 VP & \\
 = V_{min} & \\
 + \left[\frac{600 * (FGI) * (FM) + 5 * (FCEI) + 5 * (FAI) + (FVA)}{611} \right] & \quad (7) \\
 * (V_{max} - V_{min}) * (1 - A_{conf} - A_{rec}) &
 \end{aligned}$$

Onde:

- i. **VP** é o valor da pena em reais;
- ii. **V_{min}** é o valor mínimo da pena em reais conforme o inciso do artigo 3º da Lei n.º 9.847/99 no qual a infração foi enquadrada;
- iii. **V_{max}** é o valor máximo da pena em reais conforme o inciso do artigo 3º da Lei n.º 9.847/99 no qual a infração foi enquadrada;
- iv. **FGI** é o fator de gravidade da infração cometida;
- v. **FM** é o fator de movimentação da produção para a instalação na qual a infração foi cometida;

- vi. ***FCEI*** é o fator da condição econômica da empresa responsável pela operação do campo onde a infração ocorreu;
- vii. ***FAI*** é o fator dos antecedentes da empresa responsável pela operação do campo onde a infração ocorreu;
- viii. ***FVA*** é o fator de vantagem econômica auferida pela empresa responsável pela operação do campo onde a infração ocorreu;
- ix. ***A_{conf}*** é o atenuante devido à comunicação espontânea ou confissão da infração para a ANP;
- x. ***A_{rec}*** é o atenuante em caso de recálculo dos volumes afetados pela ocorrência da infração.

3

Fundamentação técnica

3.1

Conceitos básicos

3.1.1

Fluido

Um fluido pode ser definido como qualquer substância capaz de deformar-se continuamente sob ação de uma tensão de cisalhamento [34]. Em outras palavras, um fluido é uma substância com capacidade de escoar.

Ao longo desta dissertação, o termo fluido se refere a uma substância em estado líquido podendo ser petróleo ou óleo mineral.

3.1.2

Massa específica

A massa específica ρ de um fluido é dada pela relação entre sua massa e seu volume a uma determinada temperatura de referência conforme eq. (8):

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (8)$$

Onde:

- i. ρ é a massa específica do fluido;
- ii. m é a massa do fluido;
- iii. V é o volume do fluido.

A unidade de medida para a massa específica de um fluido no SI é kg/m³.

3.1.3

Viscosidade absoluta

A viscosidade absoluta μ , também conhecida como viscosidade dinâmica, é uma propriedade de um fluido relacionada a sua resistência ao escoamento.

Considere um sistema onde um dado fluido está encapsulado entre duas placas, uma fixa e outra móvel conforme detalhado na Figura 4. A aplicação de uma

força F aplicada sobre uma superfície de área A possui duas componentes: F_n , normal à superfície, e F_t , tangencial à esta mesma superfície.

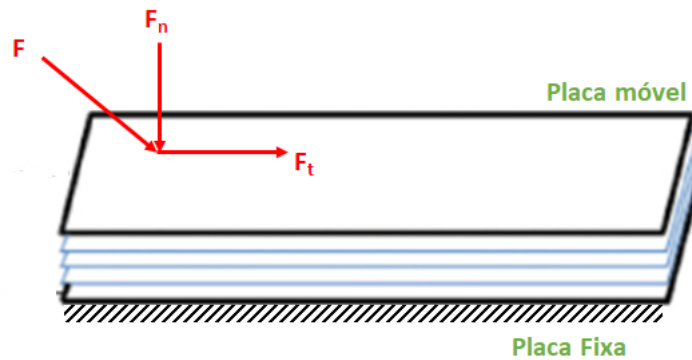


Figura 4: Tensão de cisalhamento.

A força tangencial F_t aplicada sobre a placa móvel, inicialmente, irá impor uma aceleração a esta placa, entretanto, após um certo intervalo de tempo, esta placa passa a se movimentar com a velocidade constante v indicando um estado de equilíbrio dinâmico causado pelas forças internas ao fluido que reagem a aplicação da força tangencial na placa móvel.

Pelo Princípio da Aderência Completa, as partículas do fluido em contato com uma superfície adquirem a velocidade desta superfície. Desta forma, as partículas próximas à placa móvel passam a se mover com velocidade constante v , enquanto as partículas próximas à placa fixa permanecem em repouso, formando assim um gradiente de velocidade do fluido $\dot{\gamma}$, onde cada camada de fluido desliza sobre a camada adjacente com uma dada velocidade relativa conforme exemplificado na Figura 5.

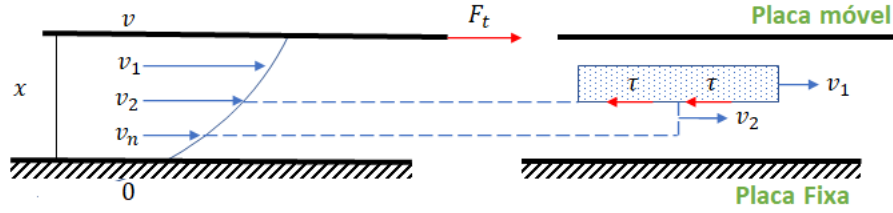


Figura 5: Escoamento entre camadas de um fluido.

O deslizamento entre as camadas origina tensões de cisalhamento τ que são responsáveis pela força tangencial interna ao fluido responsável pelo equilíbrio dinâmico do sistema.

Sendo a tensão de cisalhamento τ dada por:

$$\tau = \frac{F_t}{A} \quad (9)$$

E o gradiente de velocidade do fluido $\dot{\gamma}$:

$$\dot{\gamma} = \frac{dv}{dx} \quad (10)$$

A viscosidade absoluta μ pode ser como a relação entre a tensão de cisalhamento τ e o gradiente de velocidade do fluido $\dot{\gamma}$ conforme eq. (11).

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (11)$$

A unidade de medida para a viscosidade absoluta de um fluido no SI é $\text{Pa} \cdot \text{s}$. Entretanto, é comum a utilização de centipoise (cP), onde 1 cP equivale a $10^{-3} \text{ Pa} \cdot \text{s}$.

3.1.4

Viscosidade cinemática

A viscosidade cinemática ν de um fluido é dada pela razão entre sua viscosidade absoluta μ e sua massa específica ρ .

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (12)$$

A temperatura de um fluido tem influência em sua viscosidade conforme apresentado na Figura 6:

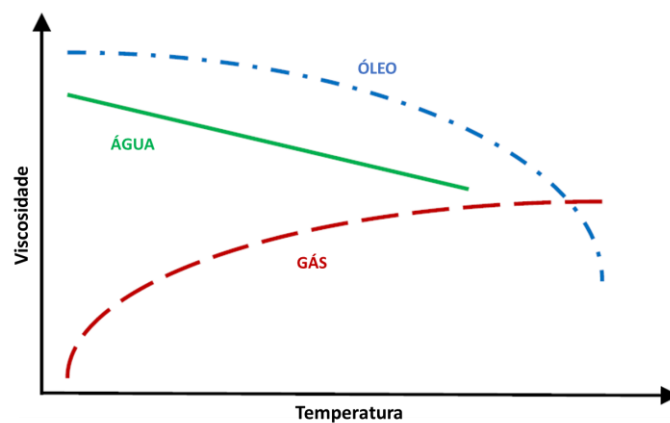


Figura 6: Variação da viscosidade conforme temperatura e fluido. Fonte: Adaptado de Basu [35].

No SI, a unidade de medida para a viscosidade cinemática de um fluido é m^2/s , porém é comum o uso de centistoke (cSt), onde $1 cSt$ equivale a $10^{-6} m^2/s$.

3.1.5 Número de Reynolds

O comportamento de um fluido escoando em um tubo pode ser expresso em termos de uma medida adimensional denominada número de Reynolds (Re) e definida pela eq. (13).

$$Re = \frac{\rho * v_a * D}{\mu} \quad (13)$$

Onde:

- i. ρ é a massa específica do fluido;
- ii. v_a é a velocidade média do escoamento;
- iii. D é o diâmetro interno da tubulação;
- iv. μ é viscosidade absoluta do fluido.

A partir do número de Reynolds, pode-se caracterizar o escoamento em um tubo conforme a Tabela 8:

Tabela 8: Tipos de escoamento em um tubo de acordo com o número de Reynolds.

Número de Reynolds (Re)	Escoamento
$0 < Re \leq 2000$	Laminar
$2000 < Re \leq 4000$	Transitório
$Re > 4000$	Turbulento

Em um regime laminar, o fluido escoar no tubo em camadas paralelas sem que haja mistura entre elas. Conforme ilustrado na Figura 7, as camadas no centro do tubo possuem maior velocidade, ao passo que, devido ao princípio da aderência completa, esta velocidade tende a zero à medida que as camadas se aproximam da parede do tubo.

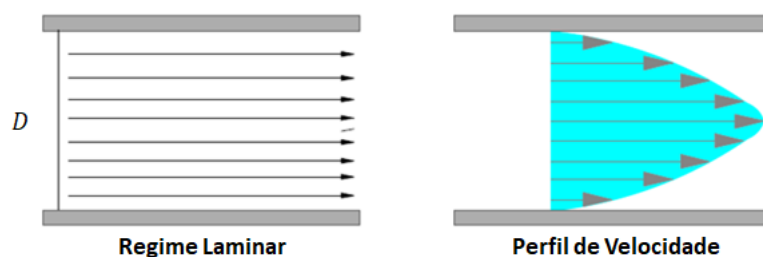


Figura 7: Escoamento em regime laminar e seu respectivo perfil de velocidade. Fonte: adaptado de Basu [35].

Para um regime turbulento, as partículas do fluido se movimentam de forma aleatória com alterações de velocidade e de direção. Tal situação leva o escoamento a ter uma velocidade praticamente constante conforme apresentado na Figura 8. Entretanto, próximo à parede do tubo, uma camada limite ocorre devido a sua aderência à parede do tubo fazendo com que a velocidade nesta região tenda a zero.

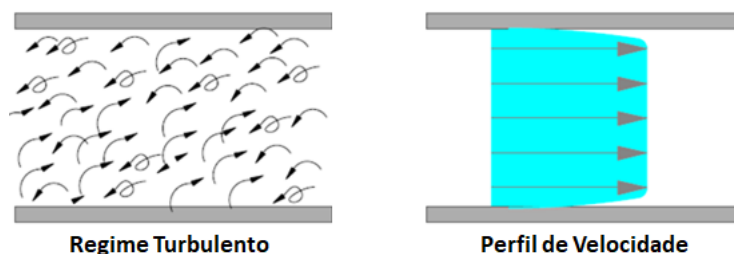


Figura 8: Escoamento em regime turbulento e seu respectivo perfil de velocidade. Fonte: adaptado de Basu [35].

Na literatura, é comum encontrar variações quanto ao número de Reynolds que define o início do regime transitório para um escoamento de um fluido em tubo (entre 2000 e 2300). Neste regime, o escoamento apresenta características do regime turbulento no centro do tubo e do regime laminar próximo às paredes do tubo.

3.1.6 Perfil de velocidade

O escoamento de um fluido através de um tubo é considerado como completamente desenvolvido quando seu perfil de velocidades não varia na direção do escoamento. Esse conceito é detalhado na Figura 9.

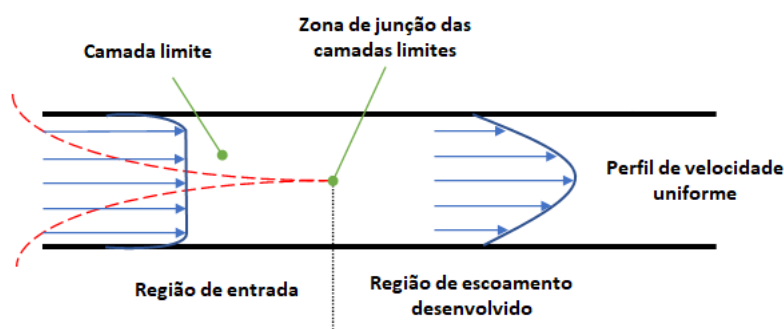


Figura 9: Perfil de velocidade de um escoamento em um tubo.

Na entrada do sistema, o perfil de velocidade do fluido é normalmente uniforme. A parede do tubo, em função da viscosidade do fluido, exerce uma tensão de cisalhamento sobre o escoamento que é gradativamente transmitida para o centro do tubo. A região do escoamento influenciada por esse efeito é chamada de camada limite e a distância, a partir da entrada do sistema, onde o escoamento se torna completamente desenvolvido é denominada comprimento de entrada. Esta distância é uma função do número de Reynolds, do diâmetro do tubo e do regime de escoamento.

3.2 Sistemas de medição de vazão de petróleo em linha

A norma ABNT NBR 16020 [36] define requisitos para aplicação de sistemas de medição de vazão de líquidos. De acordo com esta norma, a vazão volumétrica de petróleo na condição padrão de medição, ou seja, a uma temperatura de 20 °C e a uma pressão estática de 101,325 kPa, é dada pela eq. (14).

$$Q_b = Q * MF * CTL * CPL * (1 - BSW) \quad (14)$$

Onde:

- i. Q_b é a vazão volumétrica de petróleo na condição padrão de medição em m³/h;
- ii. Q é a vazão volumétrica bruta de petróleo na condição de operação em m³/h;
- iii. MF é o fator do medidor;
- iv. CTL é o fator de conversão do volume medido na temperatura de operação para o volume na condição padrão de temperatura;
- v. CPL é o fator de conversão do volume medido na pressão de operação para o volume na condição padrão de pressão;
- vi. BSW é o teor de água e sedimentos no petróleo na condição de operação em % v/v.

Para a obtenção do volume produzido por um campo petrolífero, o RTM [2] determina que um sistema de medição fiscal de petróleo em linha deve ser constituído, pelo menos, dos seguintes equipamentos:

- Um medidor de vazão (elemento primário) responsável pela aquisição das informações da vazão de petróleo e por sua conversão em sinais padronizados. O princípio de funcionamento de cada medidor de vazão pode variar conforme a tecnologia de medição empregada, porém todos devem atender aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos pela ANP e Inmetro.
- Um instrumento de medição de temperatura (elemento secundário) adjunto ao medidor de vazão para determinação da temperatura do fluido. Essa informação é utilizada para conversão dos volumes medidos para a condição padrão de temperatura (20 °C).
- Um instrumento de medição de pressão (elemento secundário) adjunto ao medidor de vazão para determinação da pressão estática do fluido. Essa informação é utilizada para conversão dos volumes medidos para a condição padrão de pressão (101,325 kPa).
- Um computador de vazão (elemento terciário) que recebe as informações de vazão bruta, temperatura e pressão do fluido e, com base em parâmetros

previamente configurados, como os resultados da calibração do medidor de vazão (fator do medidor) e massa específica do petróleo, realiza os cálculos da vazão volumétrica de petróleo conforme a eq. (14). Todos os computadores de vazão aplicáveis a sistemas de medição fiscal de petróleo devem atender aos requisitos técnicos e metrológicos exigidos pela ANP e Inmetro.

- Um sistema de amostragem de petróleo automático e proporcional à vazão (dispositivo auxiliar) para obtenção de amostras de petróleo que são utilizadas para determinação do BSW. Adicionalmente, é prevista a existência de um ponto de amostragem manual a ser utilizado em casos de contingência.

Outros equipamentos podem ser utilizados mediante autorização da ANP como analisadores em linha de BSW ou por requisitos normativos como condicionadores de fluxo e misturadores estáticos. A Figura 10 apresenta um sistema de medição de petróleo em linha e seus principais componentes:

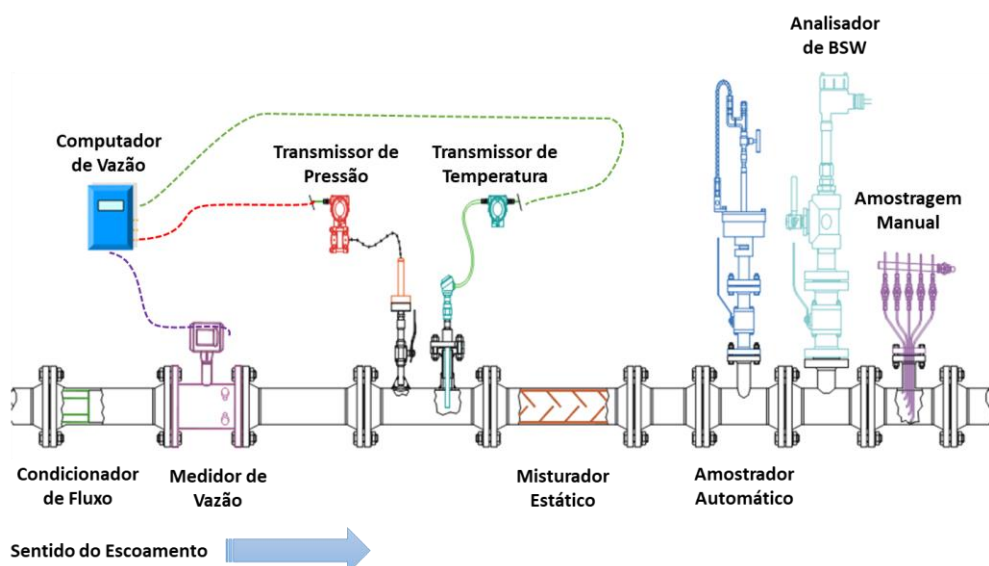


Figura 10: Sistema de medição de petróleo em linha.

A seguir são detalhados os princípios de funcionamento das tecnologias de medição de vazão avaliadas nesta dissertação.

3.2.1 Medidor ultrassônico

Medidores de vazão do tipo ultrassônico se baseiam na determinação da velocidade do escoamento a partir do uso de uma onda ultrassônica. Estes medidores, em geral, utilizam um dos seguintes princípios: método Doppler e método do tempo de trânsito.

Em medidores que utilizam o método Doppler, uma onda ultrassônica de frequência conhecida ao ser refletida em uma partícula do fluido como, por exemplo, sólidos em suspensão, bolhas de gás ou vórtices, sofrerá uma variação de frequência conforme ilustrado na Figura 11. A diferença de frequência Δf entre a frequência da onda emitida f_1 e a frequência da onda recebida após a reflexão f_2 é proporcional à velocidade desta partícula.

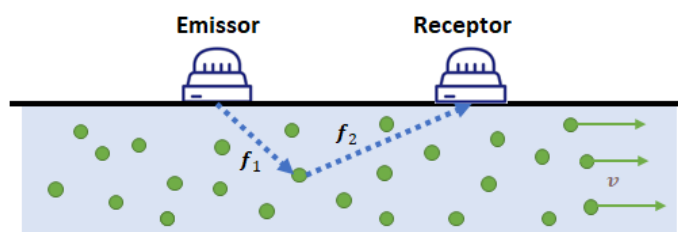


Figura 11: Medição de vazão pelo método Doppler.

A velocidade do escoamento e, por sua vez, a vazão volumétrica, pode ser obtida a partir da premissa que a velocidade da partícula é a mesma do escoamento. Desta a forma, a vazão volumétrica do escoamento Q_v através de um medidor de vazão do tipo ultrassônico pelo método Doppler pode ser expressa como:

$$Q_v = K * \Delta f \quad (15)$$

Onde:

- i. Q_v é a vazão volumétrica do escoamento;
- ii. K é uma constante definida em função dos ângulos de incidência e reflexão da onda ultrassônica, da localização da partícula no escoamento e da área da seção transversal do tubo;
- iii. Δf é a diferença entre a frequência da onda emitida e a frequência da onda recebida.

No método do tempo de trânsito, o princípio de funcionamento do medidor de vazão é baseado no fato da velocidade de propagação da onda ultrassônica no sentido do escoamento do fluido ser diferente da velocidade de propagação da onda ultrassônica no sentido contrário ao escoamento conforme apresentado na Figura 12:

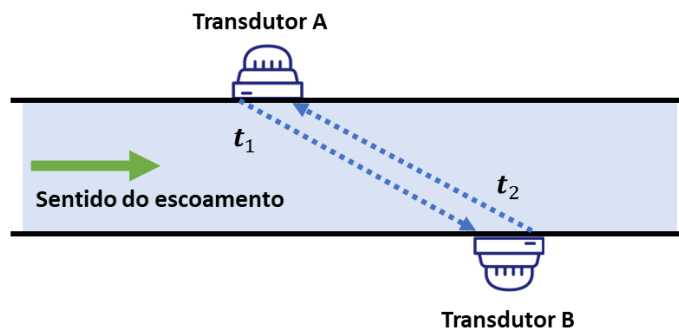


Figura 12: Medição de vazão pelo método do tempo de trânsito.

Sendo t_1 e t_2 os tempos de propagação de uma onda ultrassônica no sentido do escoamento do fluido e no sentido contrário ao escoamento, respectivamente, tem-se que a vazão volumétrica do escoamento através de um medidor de vazão do tipo ultrassônico pelo método do tempo de trânsito é dada pela eq. (16):

$$Q_v = K * \left(\frac{t_2 - t_1}{t_1 * t_2} \right) \quad (16)$$

Onde:

- i. t_1 é o tempo de propagação da onda ultrassônica no sentido do escoamento;
- ii. t_2 é o tempo de propagação da onda ultrassônica no sentido contrário ao escoamento;
- iii. K é uma constante definida em função da distância entre os transdutores, perfil de escoamento e da área da seção transversal do tubo.

Os primeiros medidores de vazão do tipo ultrassônico comerciais foram desenvolvidos na década de 1960 [37]. Desde então, diversas configurações têm sido utilizadas, porém todas têm em comum três componentes: o corpo do medidor, o transdutor e a unidade eletrônica.

O corpo do medidor corresponde ao local onde são instalados os transdutores, podendo ser um simples trecho de tubulação ou um carretel especialmente desenvolvido para este fim. Adicionalmente, há modelos onde o corpo do medidor e os transdutores são integrados em um único componente.

O transdutor é o componente responsável pela emissão e pela recepção da onda ultrassônica. Devido ao seu princípio de funcionamento, medidores de vazão do tipo ultrassônico sempre possuem, no mínimo, dois transdutores, sendo um transdutor responsável pela emissão da onda ultrassônica e outro pela recepção desta, podendo ambos estarem encapsulados dentro do mesmo componente.

A emissão da onda ultrassônica ocorre a partir da excitação de um cristal piezoelétrico que vibra, oscilando mecanicamente, com a aplicação de uma tensão ou de uma corrente elétrica. Inversamente, ao receber uma onda ultrassônica, um cristal piezoelétrico é excitado gerando sinais elétricos.

Os transdutores podem de 2 tipos a saber:

- **Inserção:** também denominado transdutor molhado (*wetted*), pois o transdutor está em contato com o fluido. Podem ser do tipo retrátil, onde é possível remover apenas o transdutor, ou integrados ao corpo do medidor;

- **Clamp-on:** neste tipo, os transdutores são montados externamente ao corpo do medidor e não entram em contato com o fluido.



Figura 13: Medidor de vazão do tipo ultrassônico com transdutor *clamp-on*. Fonte: Coelho [38].

A unidade eletrônica é parte do medidor responsável por todo o processamento dos sinais emitidos e recebidos pelos transdutores, incluindo a amplificação, codificação e decodificação destes sinais. Adicionalmente, os cálculos para determinação da velocidade do escoamento e, conseqüentemente, para a determinação da vazão volumétrica são realizados na unidade eletrônica. Atualmente, a unidade eletrônica também fornece diversas funções de diagnóstico do funcionamento do medidor como ganho de sinal, relação sinal-ruído, velocidade da onda ultrassônica, velocidade do som no meio e mudanças no perfil de escoamento.

3.2.1.1

Medidor por tempo de trânsito

Medidores de vazão do tipo ultrassônico pelo método do tempo de trânsito se baseiam na premissa que a velocidade de uma onda ultrassônica em um escoamento é influenciada pela velocidade do escoamento.

A Figura 14 apresenta o funcionamento de um medidor de vazão do tipo tempo de trânsito, onde dois transdutores do tipo inserção foram instalados em lados opostos faceando a parede interna do corpo do medidor totalmente preenchido pelo fluido em escoamento.

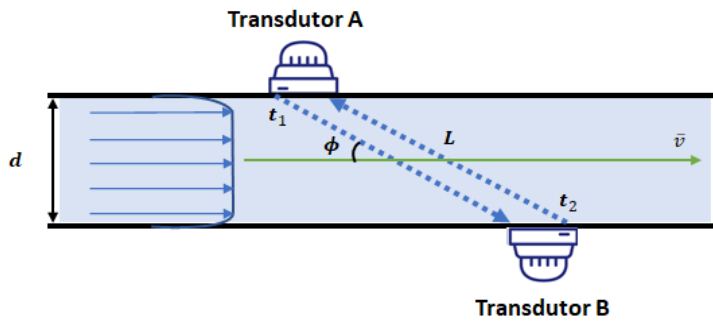


Figura 14: Medidor de vazão do tipo tempo de trânsito.

A velocidade c_{AB} da onda ultrassônica emitida pelo transdutor A e recebida pelo transdutor B é dada pela eq. (17):

$$c_{AB} = c_o + \bar{v} * \cos\phi \quad (17)$$

De forma análoga, a velocidade c_{BA} da onda ultrassônica emitida pelo transdutor B e recebida pelo transdutor A pode ser expressa como na eq. (18):

$$c_{BA} = c_o - \bar{v} * \cos\phi \quad (18)$$

Onde:

- i. c_o é a velocidade do som no fluido;
- ii. \bar{v} é a velocidade média do escoamento ao longo da trajetória;
- iii. ϕ é o ângulo de inclinação.

Sendo t_1 e t_2 os tempos de propagação de uma onda ultrassônica no sentido do escoamento do fluido e no sentido contrário ao escoamento para percorrer a distância entre os transdutores L , tem-se:

$$t_1 = \frac{L}{c_{AB}} \quad (19)$$

$$t_2 = \frac{L}{c_{BA}} \quad (20)$$

A partir das eqs. (17) a (20), a velocidade média do escoamento \bar{v} ao longo da trajetória é dada por:

$$\bar{v} = \frac{L}{2 * \cos\phi} * \left(\frac{t_2 - t_1}{t_1 * t_2} \right) \quad (21)$$

A eq. (21) pode ser expressa em termos do diâmetro interno do tubo d no qual os transdutores estão instalados, eq. (22):

$$\cos\phi = \frac{d}{L} \quad (22)$$

Tem-se que a velocidade média do escoamento \bar{v} ao longo da trajetória em função dos tempos de propagação t_1 e t_2 , da distância entre os transdutores L e do diâmetro interno do tubo d é:

$$\bar{v} = \frac{L^2}{2 * d} * \left(\frac{t_2 - t_1}{t_1 * t_2} \right) \quad (23)$$

Caso sejam utilizados transdutores do tipo *clamp-on*, é necessário considerar nos cálculos da velocidade do escoamento que a onda ultrassônica é refratada dentro do invólucro do transdutor e da parede do tubo onde o medidor de vazão foi instalado conforme ilustrado na Figura 15.

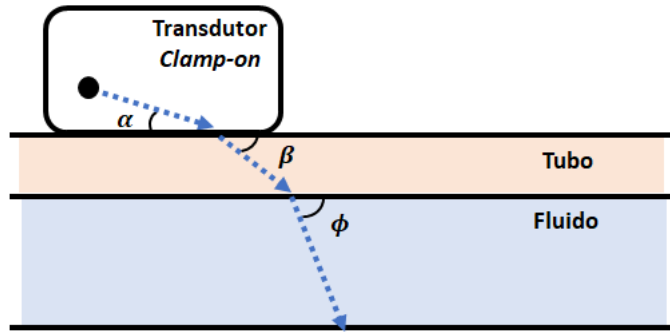


Figura 15: Refração da onda ultrassônica em transdutores *clamp-on*.

Neste caso, aplicando a Lei de Snell, tem-se:

$$\frac{\cos \alpha}{c_{transdutor}} = \frac{\cos \beta}{c_{tubo}} = \frac{\cos \phi}{c_{fluido}} \quad (24)$$

Onde:

- i. $c_{transdutor}$ é a velocidade da onda ultrassônica dentro do invólucro do transdutor fornecida pelo fabricante do medidor;
- ii. c_{tubo} é a velocidade da onda ultrassônica dentro da parede do tubo onde o medidor foi instalado;
- iii. c_{fluido} é a velocidade da onda ultrassônica dentro do tubo.

A vazão volumétrica Q_v para o escoamento apresentado na Figura 14 é dada pela eq. (25):

$$Q_v = A * \overline{v_A} \quad (25)$$

Onde:

- i. A é a área de seção transversal do tubo;
- ii. $\overline{v_A}$ é a velocidade axial média do escoamento através da seção transversal do tubo.

Conforme destacado por Salgado [39] e Ferreira [40], o perfil de escoamento pode não ser uniforme, o que implica que a velocidade média \bar{v} do escoamento ao longo da trajetória da onda ultrassônica e a velocidade axial média \bar{v}_A do escoamento através da seção transversal do tubo podem ser diferentes. Desta forma, para o cálculo da vazão volumétrica Q_v , é necessária a aplicação de um fator de correção K previamente definido pelo fabricante do medidor de vazão em função do número de Reynolds do escoamento, do perfil do escoamento e outras propriedades do fluido medido.

O desempenho metrológico de um medidor de vazão do tipo ultrassônico pelo método do tempo de trânsito pode ser impactado, principalmente por aspectos construtivos do equipamento e pelas condições do escoamento.

A presença de partículas no fluido como bolhas de gás dissolvido ou sólidos em suspensão pode impactar a trajetória da onda ultrassônica ou gerar atenuações indesejadas do sinal, resultando assim em erros de medição. Desta forma, medidores de vazão do tipo ultrassônico pelo método tempo de trânsito são indicados para fluidos limpos.

Como a vazão volumétrica é função da velocidade média do escoamento, é importante que o perfil de velocidades do escoamento esteja totalmente desenvolvido, independente do regime do escoamento. Neste sentido, de forma a garantir o condicionamento adequado do escoamento, é necessária a instalação de um trecho reto de, no mínimo, 20 diâmetros internos de tubulação à montante do medidor. O uso de condicionadores ou retificadores de fluxo pode auxiliar na mitigação dos efeitos causados por turbilhonamentos ou distorções no perfil de velocidades reduzindo assim a exigência de um trecho reto à montante do medidor para 10 diâmetros interno de tubulação. Adicionalmente, é necessária a utilização de um trecho reto de, no mínimo, 5 diâmetros internos de tubulação à jusante do medidor [41]. Carlander & Delsin [42] e Kumar et al. [43] avaliaram os impactos da instalação como a existência de curvas e acidentes no desempenho metrológico de medidores de vazão do tipo ultrassônico.

A influência do perfil do escoamento na determinação da vazão volumétrica pode ser também minimizada com o uso de medidores com múltiplas trajetórias. Isso pode ser implementado a partir da utilização de mais transdutores ou pela reflexão da mesma onda ultrassônica conforme ilustrado na Figura 16.

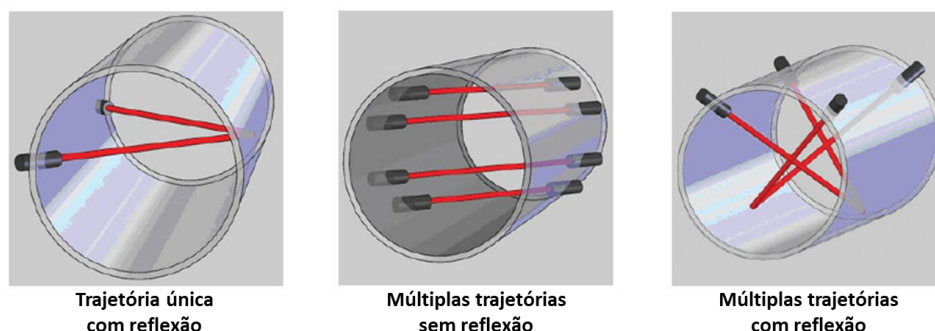


Figura 16: Exemplos de configuração com múltiplas trajetórias. Fonte: adaptado de ISO [41].

Em configurações com trajetória reflexiva, a trajetória do emissor até o ponto de reflexão e deste ponto até o receptor são impactadas com a mesma intensidade pelas componentes não axiais de velocidade, porém com sinais opostos, compensando esta influência. Conforme mencionado por Baldwin & Funck [44], o uso de trajetórias em múltiplos planos reduz os impactos de distúrbios no escoamento como o turbilhonamento e auxilia na detecção do regime de escoamento (laminar, transitório ou turbulento). Neste contexto, Ferreira [45] avaliou os impactos do posicionamento dos transdutores no desempenho de um medidor de vazão do tipo ultrassônico com transdutor *clamp-on*.

O conhecimento do regime de escoamento é crítico para a correção da velocidade média do escoamento ao longo da trajetória da onda ultrassônica necessária para o cálculo da vazão volumétrica. O fator de correção depende, além do regime de escoamento, do número de Reynolds e da rugosidade da tubulação. Quanto a isso, Santos [46] avaliou a influência da viscosidade, e consequentemente, do número de Reynolds no desempenho metrológico de medidores ultrassônicos e Zhang et al. [47] verificaram a aplicabilidade de um fator de correção fixo para um regime de escoamento laminar.

Com relação aos transdutores, aspectos construtivos deste componente devem ser levados em consideração. Uma vez que não é possível garantir que um par de transdutores seja idêntico, é necessário que seja realizado um ajuste de zero antes da utilização do medidor de vazão. Bo et al. [48] propuseram a determinação da vazão volumétrica a partir da detecção da variação de frequência com o uso de

oscilação forçada com objetivo de minimizar o erro de zero. Willatzen [49] avaliou os impactos do gradiente de temperatura do escoamento no funcionamento dos transdutores.

Por último, o avanço da capacidade de processamento das unidades eletrônicas permitiu a utilização de novas técnicas de processamento de sinais para a determinação da vazão volumétrica. Qin et al. [50] avaliaram o uso de técnicas de *machine learning* para medidores com trajetórias múltiplas e Wu et al. [51] desenvolveram um novo algoritmo de supressão de ruído para a onda acústica baseado em decomposição *Wavelet*.

3.2.2 Medidor Coriolis

Medidores de vazão do tipo Coriolis são medidores mássicos, ou seja, medem diretamente a quantidade de fluido que escoa através do medidor em um intervalo de tempo. Adicionalmente, devido ao seu princípio de medição, este tipo de medidor de vazão é capaz de medir a massa específica do fluido. Sendo assim, caso a aplicação necessite, a vazão volumétrica pode ser calculada por meio da vazão mássica e da massa específica do fluido.

Dado que a massa é uma propriedade da matéria independente das demais propriedades de um fluido (pressão, temperatura, densidade, viscosidade etc.), medidores Coriolis apresentam baixas incertezas de medição e são bastante versáteis, podendo ser utilizado para medições de líquidos, gases e misturas multifásicas homogêneas.

O princípio de funcionamento deste tipo de medidor se baseia no efeito Coriolis, onde são geradas forças de inércia (força de Coriolis) sempre que uma partícula em um corpo em rotação se move em relação ao corpo em uma direção que se aproxima ou se afasta do centro de rotação [52], sendo a vazão mássica do escoamento proporcional a esta força. A Figura 17 ilustra esse princípio.

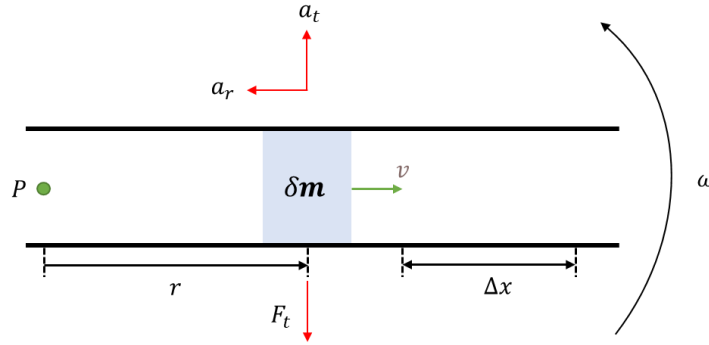


Figura 17: Princípio de operação de um medidor Coriolis. Fonte: adaptado de API [53].

Uma partícula de massa δm se move em velocidade constante v através de um tubo em rotação com uma velocidade angular ω a uma distância r de um ponto P . A aceleração, na qual a partícula está sendo submetida, pode ser dividida em uma componente radial (centrípetas) e uma componente transversal (Coriolis).

Sendo a aceleração radial a_r em direção ao ponto P dada pela eq. (26):

$$a_r = \omega^2 * r \quad (26)$$

E a aceleração transversal a_t perpendicular a a_r é definida conforme a eq. (27):

$$a_t = 2 * \omega * v \quad (27)$$

O tubo em rotação é responsável pela aplicação da força que confere a aceleração transversal a_t à partícula que reage com uma força igual (força de Coriolis) e que é dada pela eq. (28):

$$\Delta F_c = 2 * \omega * v * \delta m \quad (28)$$

Desta forma, quando um fluido de massa específica ρ escoar por um tubo em rotação com área da seção transversal A como o mostrado na Figura 17, qualquer comprimento Δx do tubo sofre uma força transversal, ΔF_c , conforme expresso pela eq. (29):

$$\Delta F_c = 2 * \omega * \rho * A * \Delta x \quad (29)$$

Sendo a vazão mássica q_m do escoamento é dada pela eq. (30):

$$q_m = v * \rho * A \quad (30)$$

A partir das eqs. (29) e (30), a força transversal (força de Coriolis) em qualquer comprimento Δx do tubo é proporcional a vazão mássica do escoamento:

$$\Delta F_c = 2 * \omega * q_m * \Delta x \quad (31)$$

Em modelos comerciais de medidores de vazão do tipo Coriolis, o tubo no qual o fluido escoar é submetido a vibrações em detrimento ao movimento de rotação. Esta vibração é realizada na frequência natural do tubo por meio do uso de uma bobina instalada no centro do tubo. A detecção da vibração é feita por sensores instalados nas extremidades do tubo.

Conforme ilustrado na Figura 18, caso não haja fluxo através do tubo, os sinais detectados pelos sensores estarão em fase, ou seja, a resultante da força de Coriolis é nula. Entretanto, uma vez que o fluido escoe através do tubo, em função da força de Coriolis associada à vibração do tubo, o fluido é acelerado ao se aproximar a fonte da vibração e tende a ser desacelerado ao se afastar desta fonte, o que resulta na deformação do tubo e, conseqüentemente, em uma diferença de fase nos sinais detectados pelos sensores instalados nas extremidades do tubo. A partir da determinação da diferença de fase entre os sinais é possível calcular a vazão mássica do escoamento.

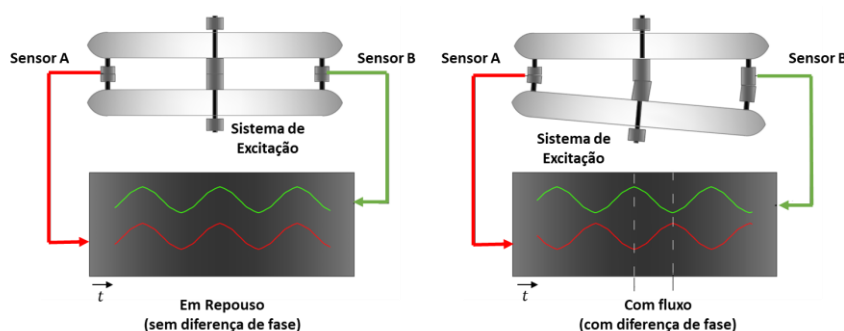


Figura 18: Funcionamento de um medidor de vazão do tipo Coriolis. Fonte: adaptado de Basu [35].

Os modelos de medidor de vazão do tipo Coriolis comerciais atualmente disponíveis possuem os mais diversos formatos, porém todos possuem 3 componentes básicos: o tubo de medição, o sistema de excitação e os sensores.

O tubo de medição é a parte do medidor de vazão por onde o fluido irá escoar e que será excitada em uma frequência conhecida visando a geração da força de Coriolis. Ao longo do tempo, foram desenvolvidas diversas configurações de tubo de medição com o objetivo de maximizar o efeito Coriolis de forma a facilitar a detecção da distorção causada pelo escoamento no tubo de medição. A Figura 19 apresenta algumas destas configurações.

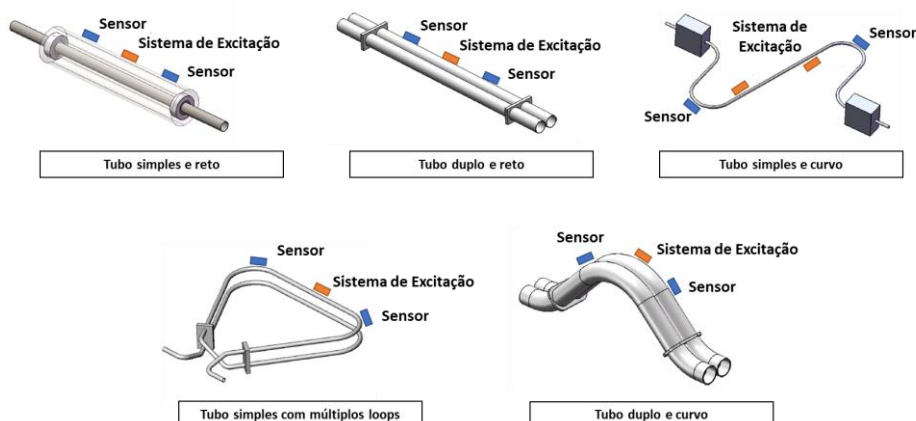


Figura 19: Formatos para o tubo de medição de medidores de vazão do tipo Coriolis. Fonte: adaptado de Wang & Baker [54].

O sistema de excitação é o componente do medidor de vazão responsável pela geração da vibração a qual o tubo de medição será submetido. Em geral, um conjunto de ímãs e bobinas é utilizado para gerar a oscilação na frequência natural do tubo de medição ou, em harmônicos desta frequência, necessária para que a força de Coriolis ocorra. Hussain et al. [55] propuseram o uso de mais de um sistema de excitação de forma a mitigar o efeito de oscilações indesejadas. Alternativamente, outros métodos para geração da oscilação como eletroestático, acústico ou piezoelétrico, como o descrito por Barger et al. [56], podem ser utilizados.

Com relação aos sensores, sua função é detectar e quantificar a distorção do tubo de medição causada pelo escoamento. Para que isso ocorra, é necessário que haja, no mínimo, dois sensores e que cada um deles esteja, preferencialmente, instalado em uma das extremidades do tubo de medição. Nesta condição, a diferença de frequência (ou tempo) entre os sinais captados por cada sensor será proporcional a vazão mássica. Gupta et al. [57] realizaram testes com diversas configurações e identificaram posições que maximizam a sensibilidade dos sensores para configuração de tubos curvos.

Ainda em relação aos sensores utilizados, estes podem ser do tipo indutivo, capacitivo, acústico, piezoelétrico ou ópticos conforme destacado por Dakić et al. [58].

O desempenho metrológico de um medidor de vazão do tipo Coriolis está diretamente relacionado ao formato do tubo de medição e as propriedades do fluido a ser medido.

Com relação ao tubo de medição, apesar das configurações disponíveis comercialmente possuem como objetivo comum maximizar o efeito Coriolis, outros aspectos como perda de carga, expansão térmica e tamanho do medidor devem ser levados em consideração.

A configuração mais simples para um tubo de medição de um medidor de vazão do tipo Coriolis é um tubo reto. Esta configuração acarreta uma baixa perda de carga ao sistema se comparada a outras configurações e permite a manutenção e limpeza do equipamento com mais facilidade. Entretanto, esta configuração é bastante sensível ao meio no qual o medidor será instalado, o que pode acarretar erros de medição ou danos ao medidor em função de variações de temperatura ou vibrações externas.

Com relação a variações da temperatura ambiente ou do fluido, estas podem acarretar alterações físicas no medidor, resultando na expansão ou contração do tubo de medição e alterações em seu formato. De forma a compensar estes efeitos, associado ao tubo de medição é instalado um sensor de temperatura para determinação da temperatura do fluido no tubo de medição. Visando mitigar a influência da temperatura no resultado da medição, Flecken & Abildgaard [59] propuseram um medidor com dois sensores de temperatura, um para compensação dos efeitos da temperatura do fluido no tubo de medição e outro para compensação dos efeitos no sistema de excitação.

Adicionalmente, devido à diferença entre os coeficientes de expansão do tubo de medição e do corpo do medidor, os efeitos da expansão térmica nestes dois componentes do medidor são diferentes criando assim um gradiente de temperatura que pode acarretar danos ao medidor devido ao aumento das forças axiais que atuam sobre o tubo de medição. O uso de curvas no tubo de medição permite que este se expanda ou contraia livremente mitigando assim a influência destas forças axiais. Neste contexto, Keita & Bitto [60] e Nakao et al. [61] desenvolveram um método para seleção do formato das curvas visando minimizar o estresse sobre o tubo quando há uma variação abrupta na temperatura do fluido.

A fim de mitigar a influência de vibrações externas, o tubo de medição pode ser composto de uma sequência de curvas em *loop*. Nesta configuração, a detecção do efeito Coriolis é feita pela diferença de fase entre cada *loop*, ou seja, independe do meio no qual o medidor está operando. Por outro lado, este tipo de configuração acarreta maior perda de carga e dificulta a limpeza do medidor. De forma complementar, Hussain & Rolph [62] desenvolveram um cilindro no qual o tubo de medição está inserido para compensação de eventuais vibrações externas.

A influência de vibrações externas pode ser minimizada também pela utilização de medidores com múltiplos tubos de medição. Na configuração mais comum, o escoamento ao entrar no medidor é dividido entre dois tubos de medição simétricos e montados em paralelo que são excitados na mesma frequência, porém com fase oposta, resultando num cancelamento da vibração na intercessão dos tubos. A Figura 20 ilustra essa configuração.

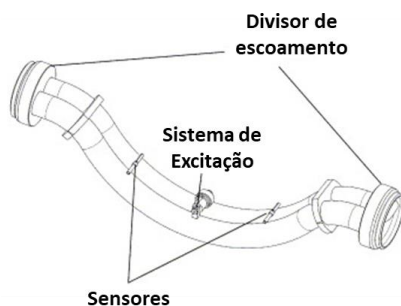


Figura 20: Medidor de vazão do tipo Coriolis com tubo de medição duplo. Fonte: adaptado de Anklin et al. [63].

Apesar de recomendável que a divisão do escoamento seja feita de forma balanceada, o desempenho metrológico do medidor de vazão não é degradado caso haja um desbalanceamento na quantidade de fluido que percorre cada tubo de medição, visto que a força de Coriolis é mensurada individualmente em cada um deles. O princípio de funcionamento desta configuração é semelhante a configuração de tubo único em *loop*, porém com a vantagem de permitir a construção de medidores mais compactos. Por outro lado, a perda de carga é elevada em função da divisão do escoamento. Adicionalmente, a depender do fluido a ser medido, podem ocorrer entupimentos no divisor de fluxo.

Apesar da configuração com tubos paralelos ser robusta contra vibrações externas, Cleve & Bell [64] propuseram a utilização de um sistema de balanceamento para este tipo de configuração de forma a torná-la imune a este fenômeno.

No tocante ao comprimento do tubo de medição, a utilização de tubo longos tende a maximizar o efeito Coriolis, entretanto apresentam a desvantagem de resultar em medidores grandes e pesados. Adicionalmente, tubos longos tornam o medidor de vazão mais sensível a perturbações externas.

Devido ao seu princípio de funcionamento, medidor de vazão do tipo Coriolis é praticamente independente das propriedades do fluido a ser medido. Entretanto, é recomendável que o medidor seja calibrado com fluido semelhante ao que será medido, especialmente quanto a massa específica.

Em escoamentos multifásicos, o medidor de vazão do tipo Coriolis é capaz de medir de forma satisfatória misturas de líquidos, misturas homogêneas de sólidos em líquidos ou misturas homogêneas de líquidos com baixa proporção de gás, entretanto, no caso misturas não homogêneas, o erro de medição tende a ser elevado [52].

Outro aspecto relevante é que, a depender da configuração do tubo de medição e das características do fluido, podem ocorrer depósitos ou entupimentos do tubo de medição. Adicionalmente, em escoamentos multifásicos, bolhas de gás ou gotículas de condensado podem ficar aprisionadas no tubo de medição levando a erros de medição.

Quanto à perda de carga introduzida em um sistema pela utilização de um medidor de vazão do tipo Coriolis, esta é função de 3 parâmetros a saber: configuração do tubo de medição, vazão mássica e viscosidade do fluido.

O comprimento do tubo de medição, seja ele reto ou curvo, é diretamente proporcional a perda de carga causada pelo equipamento. Adicionalmente, em configurações com tubos de medição duplo, há uma maior perda de carga devido a divisão e posterior recombinação do escoamento.

A perda de carga em sistemas com medidor de vazão do tipo Coriolis é proporcional à viscosidade do fluido, ou seja, quanto mais viscoso for o fluido maior será a perda de carga no sistema, o que pode resultar em uma redução da faixa de medição do equipamento. Adicionalmente, fluidos mais viscosos tendem a exigir mais intensidade do sistema de excitação o que podem afetar o funcionamento do medidor.

Com relação à vazão, caso o medidor seja submetido a vazões superiores às quais ele foi projetado, isso pode acarretar uma queda de pressão dinâmica dentro do medidor causando vaporização parcial do fluido ou cavitação e, conseqüentemente, levando a erros de medição e a danos ao equipamento.

Variações na pressão estática do fluido podem afetar a elasticidade do tubo de medição impactando o desempenho do medidor. Mills [65] constatou que os efeitos da pressão estão associados à configuração do tubo de medição e sugere que medidores Coriolis utilizem sensores de pressão para mitigar estes efeitos.

Medidores de vazão do tipo Coriolis são pouco influenciados pelo perfil de escoamento, não sendo necessária a utilização de trechos retos à montante ou à jusante do medidor. Para evitar erros de medição, especialmente na determinação

da massa específica do fluido e, consequentemente, na determinação da vazão volumétrica, é necessário que o tubo de medição esteja totalmente preenchido pelo fluido. Escoamentos pulsantes podem impactar o desempenho do metrológico do medidor, especialmente quando este escoamento ocorre na frequência de oscilação do tubo de medição ou em seus harmônicos. Sobre este cenário, Belhadj et al. [66] apresentaram um modelo de avaliação da influência de escoamentos pulsantes aplicável a diversas configurações de um medidor Coriolis.

Apesar da baixa sensibilidade ao perfil de escoamento, o desempenho do medidor pode ser impactado em escoamentos com baixo número de Reynolds. Neste contexto, Kumar et al. [68] observaram que o erro de medição está associado à transição do regime turbulento para laminar enquanto Eckert et al. [67] avaliaram os efeitos do perfil de escoamento para determinados formatos de tubo de medição e propuseram um método de correção destes efeitos a partir do número de Reynolds.

3.2.3

Medidor deslocamento positivo

Os medidores de vazão do tipo deslocamento têm seu princípio de funcionamento baseado na medição direta do volume. O fluido a ser medido ao entrar no medidor é discretizado em parcelas com volume conhecido que serão transportadas através do medidor pela atuação de um elemento rotativo cuja movimentação é ocasionada pelo próprio escoamento. Desta forma, conhecendo o volume de cada parcela transportada e o número de rotações realizadas pelo elemento rotativo em um dado período, é possível determinar o volume que passou pelo medidor e, consequentemente, a vazão do escoamento. A Figura 21 ilustra o princípio de funcionamento de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.

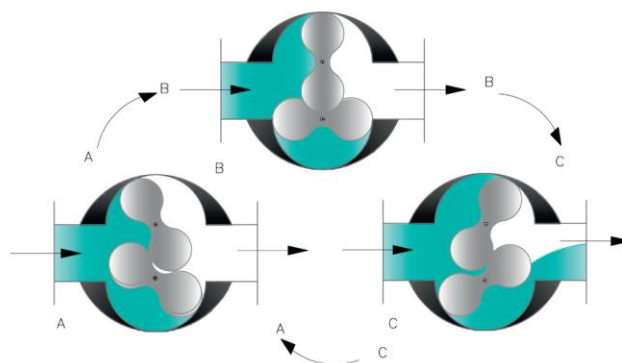


Figura 21: Princípio de funcionamento de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo. Fonte: adaptado de Basu [35].

Medidores de vazão do tipo deslocamento positivo têm sido usados há mais de um século na medição de petróleo e outros hidrocarbonetos. Apesar dos diferentes modelos desenvolvidos ao longo do tempo, todos têm em comum 3 componentes: o casco, o elemento de medição e o transdutor.

O casco é a parte que isola o fluido a ser medido do meio externo. O casco de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo é projetado para suportar as condições de temperatura e pressão na qual o equipamento será submetido. Com o objetivo de isolar o elemento de medição de pressões externas e de mitigar eventuais tensões na tubulação, alguns modelos de medidor possuem casco duplo conforme ilustrado na Figura 22.

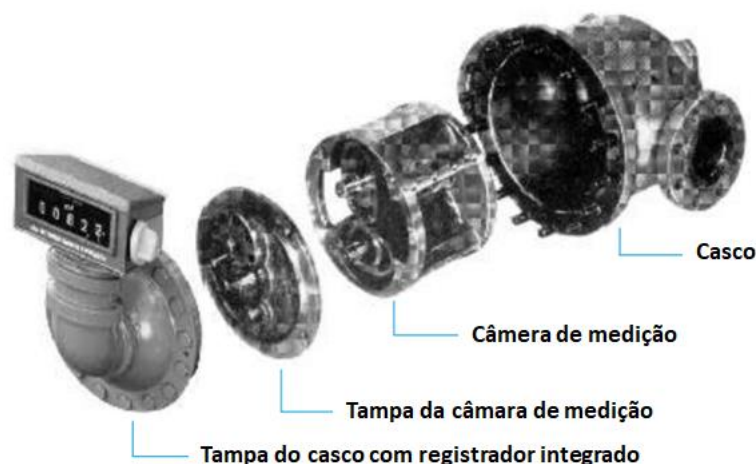


Figura 22: Exemplo de medidor de vazão do tipo deslocamento positivo com casco duplo. Fonte: adaptado de Metroval [69].

O elemento de medição é o componente do medidor de vazão responsável pela divisão do escoamento em parcelas de volume conhecido. Este componente está associado a uma câmara de medição que, em medidores de casco simples, é o próprio casco ou, em medidores de casco duplo, como o exemplo apresentado na Figura 22, constituem um outro componente do medidor.

A contagem de rotações do elemento de medição é feita pelo transdutor. A totalização do volume medido pode ser feita por meio da conexão do transdutor a um registrador mecânico ou elétrico. Adicionalmente, é comum o uso de transdutores eletrônicos (*pickups*) para detecção da rotação do elemento de medição, pois estes permitem a detecção do movimento sem que haja contato físico com o elemento de rotação evitando assim a necessidade do uso de selagem.

De acordo com a norma ISO 2174 [70], os medidores de vazão do tipo deslocamento positivo podem ser subdivididos conforme o tipo de movimento realizado pelo elemento de medição. A Figura 23 apresenta alguns destes modelos:

- Movimento recíproco (pistão simples ou múltiplos pistões);
- Movimento rotatório (palhetas ou engrenagens);
- Movimento oscilatório (semi-rotativo);
- Movimento de natação (tipo disco);
- Parafuso entrelaçado.

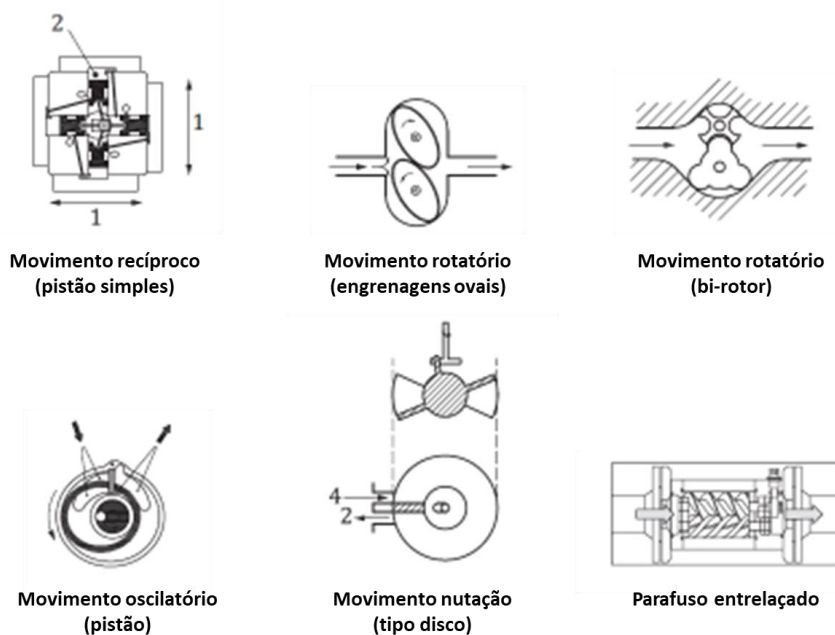


Figura 23: Modelos de medidor de vazão do tipo deslocamento positivo. Fonte: adaptado de ISO [70].

O desempenho metrológico de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo para medição de petróleo depende de aspectos construtivos do próprio equipamento como, por exemplo, o tipo de elemento de medição, e das condições de processo nas quais ele será utilizado.

A Figura 24 ilustra o desempenho de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo em função de sua faixa de medição. Observa-se que o erro de medição é minimizado quando este medidor opera na região linear (região C). A extensão desta região depende principalmente do diâmetro do medidor, do modelo do elemento de medição e a viscosidade do fluido medido.

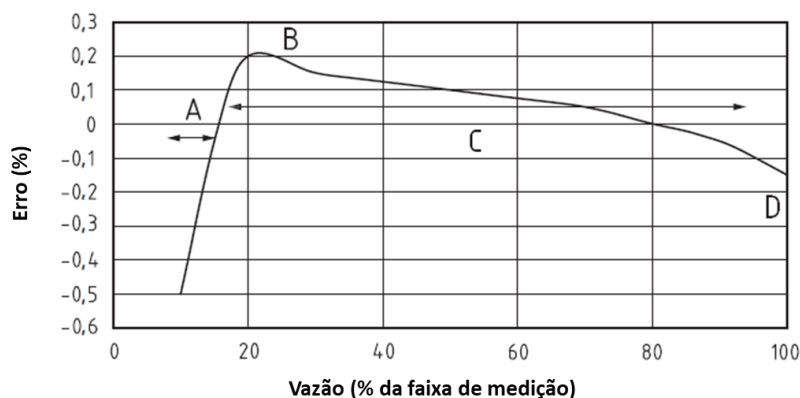


Figura 24: Desempenho metrológico de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo em função de sua faixa de medição. Fonte: adaptado de ISO [70].

Como o escoamento é a força motriz para a rotação do elemento de medição, em baixas vazões pode ocorrer desta força não ser suficiente para deslocar o elemento de medição resultando assim na passagem de fluido através do espaço entre elemento de medição e a câmara de trabalho sem que haja medição propriamente dita. Este cenário é conhecido como deslizamento (*slippage*).

Com relação à temperatura do fluido a ser medido, mudanças na temperatura de operação do medidor podem acarretar alterações na estrutura física do equipamento devido à dilatação térmica dos materiais utilizados, em especial, na fabricação do elemento de medição e da câmara de medição o que, por sua vez, pode levar à alteração do volume discretizado a cada rotação do elemento de medição. Adicionalmente, a depender das propriedades físicas do fluido a ser medido, alterações na temperatura podem ocasionar a vaporização parcial (*flashing*) do fluido implicando assim em erros de medição e possíveis danos ao equipamento. Por último, alterações na temperatura do fluido impactam na viscosidade do fluido conforme detalhado a seguir.

A influência da viscosidade do fluido no desempenho metrológico de um medidor de vazão do tipo deslocamento positivo deve ser analisada em conjunto com a vazão de operação. Conforme ilustrado na Figura 25, o erro de medição tende a ser maior para fluidos de baixa viscosidade, em especial, no início do intervalo de medição do medidor em função do deslizamento. Por outro lado, em função do princípio de funcionamento deste tipo de medidor de vazão estar diretamente

relacionado à rotação do elemento de medição pelo escoamento, o aumento da viscosidade do fluido medido acarreta uma maior perda de carga para o sistema.

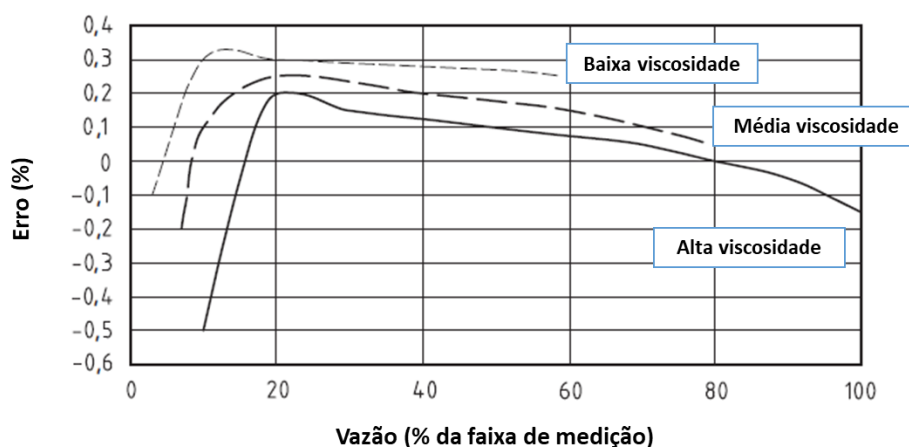


Figura 25: Efeitos da viscosidade em medidor de vazão do tipo deslocamento positivo com engrenagens ovais em função da vazão. Fonte: adaptado de ISO [70].

Em geral, para medição de fluidos de viscosidade até 20 cSt, uma linearidade de 0,2 % pode ser obtida para uma faixa de medição (rangeabilidade) na proporção de 10:1, ou seja, uma relação de 10 para 1 entre os valores máximo e mínimo, lidos com a mesma confiabilidade, na escala do medidor. Para fluidos mais viscosos, de forma a manter a linearidade de 0,2 %, esta proporção se reduz a 2:1 [70].

Em função da obstrução do escoamento causada pelo elemento de medição, os medidores de vazão do tipo deslocamento positivo naturalmente introduzem uma perda de carga no sistema. Adicionalmente, a perda de carga causada pelo medidor pode ser significativa a ponto de reduzir a pressão estática para valores abaixo da pressão de vapor do fluido a ser medido e, conseqüentemente, causando a vaporização parcial do fluido e gerando erros de medição ou danos ao equipamento.

Apesar da perda de carga permanente, medidores de vazão do tipo deslocamento positivo sofrem pouca influência do perfil de escoamento. Por este motivo, podem ser instalados sem a necessidade de trecho retos à montante ou à jusante do equipamento.

Outro efeito da pressão estática no desempenho metrológico são as possíveis alterações nas dimensões da câmara de medição, em especial, em medidores de casco simples. Adicionalmente, diferenças entre a pressão na qual o medidor foi calibrado e na qual ele irá operar podem resultar em volumes diferentes em decorrência da compressibilidade do fluido a ser medido.

O uso de medidores de vazão do tipo de deslocamento positivo é recomendado para fluidos limpos devido à existência de partes móveis e que estão em contato direto com o fluido a ser medido. Adicionalmente, o acúmulo de impurezas nos internos do medidor pode levar a alteração das dimensões do elemento de medição e da câmara de medição, o que pode resultar em erros de medição. De forma a mitigar este cenário, é recomendável a utilização de filtros à montante do medidor, inclusive, para evitar danos ao próprio equipamento.

Apesar de ser um processo previsível, o desgaste das partes móveis do medidor também deve ser levado em consideração. Dado que a lubrificação do equipamento, em muitos casos, é feita por meio do próprio fluido a ser medido, fluidos muito abrasivos ou com baixa lubrificação tendem acelerar o processo de desgaste do equipamento.

3.2.3.1

Medidor de engrenagens ovais

O medidor de vazão do tipo deslocamento positivo por engrenagens ovais possui como elemento de medição duas engrenagens em formato oval entrelaçadas e posicionadas defasadas em 90 graus. As engrenagens não possuem contato com a câmara de trabalho. A Figura 26 detalha o princípio de funcionamento deste equipamento.

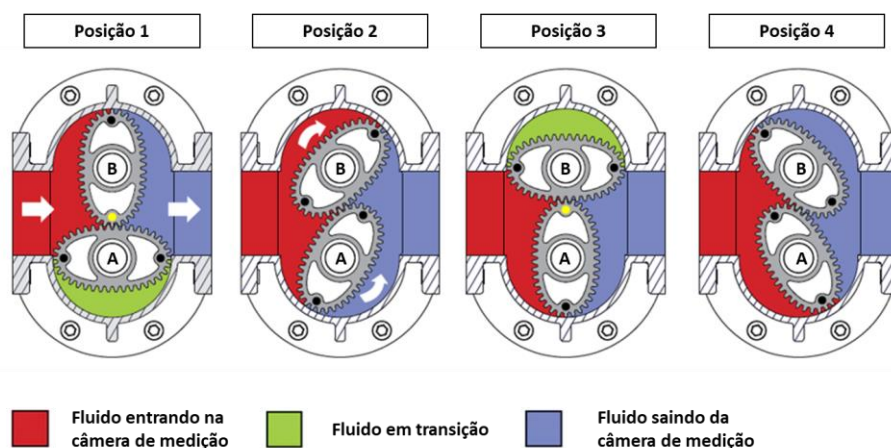


Figura 26: Funcionamento de medidor de vazão do tipo deslocamento positivo com engrenagens ovais. Fonte: adaptado de Ribeiro [71].

Na posição 1, o fluido ao entrar na câmara de medição exerce uma força sobre as engrenagens A e B. Esta força, por ser aplicada igualmente tanto na base quanto no topo da engrenagem B, faz com esta engrenagem não rotacione. Entretanto, para a engrenagem A, esta força leva a rotação no sentido anti-horário.

Em função da rotação da engrenagem A, o volume discretizado junto à parte inferior da câmara de medição é direcionado para a saída da câmara de medição. Por estar entrelaçada com a engrenagem A, a engrenagem B irá rotacionar no sentido horário a partir da rotação da engrenagem A permitindo que o fluido escoe de forma a ser discretizado na parte superior da câmara de medição como conforme explicado pela posição 2.

A diferença de pressão entre a entrada e a saída da câmara de medição mantém a rotação das engrenagens A e B até a posição 3. Trata-se da posição inversa da posição 1, onde o volume é discretizado na parte superior da câmara de medição a partir da engrenagem B.

A posição 4 é análoga à posição 2, porém sendo a rotação da engrenagem B no sentido horário sendo responsável pela rotação da engrenagem A no sentido anti-horário. Este processo é cíclico e o volume de fluido a ser medido é proporcional à velocidade de rotação das engrenagens.

Pelo fato do próprio fluido a ser medido atuar como selante entre o elemento de medição e a câmara de medição, o desempenho metrológico de medidores de

vazão do tipo deslocamento positivo com engrenagens ovais é afetado pela viscosidade do fluido a ser medido, pois a depender da viscosidade, pode ocorrer a passagem de fluido não medido entre as engrenagens e a câmara de medição (deslizamento). Adicionalmente, a viscosidade também está relacionada à perda de carga introduzida pelo medidor no sistema conforme ilustrado na Figura 27. Ribeiro [72] cita que, para fluidos viscosos, a modificação do perfil dos dentes das engrenagens ovais do medidor de vazão pode reduzir a perda de carga introduzida no sistema.

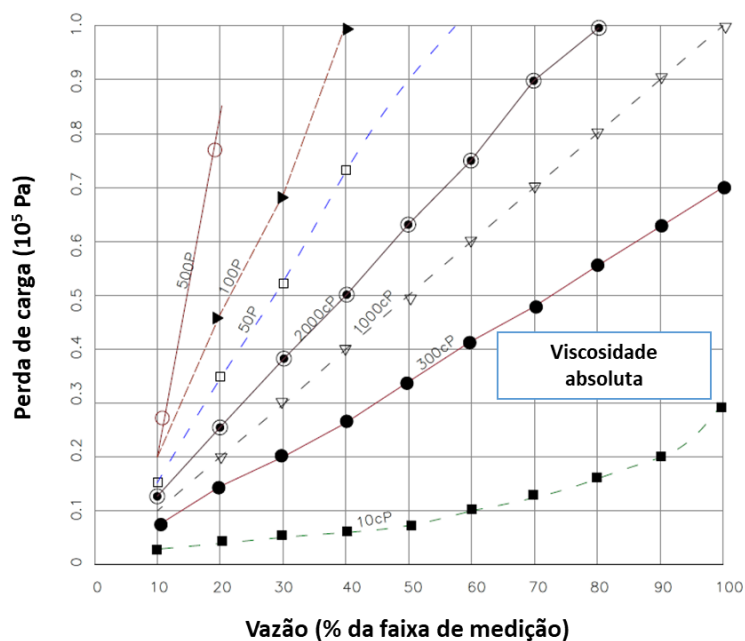


Figura 27: Perda de carga em função da vazão e da viscosidade. Fonte: adaptado de Basu [35].

A faixa de vazão deste medidor de vazão do tipo deslocamento positivo com engrenagens ovais depende tanto da viscosidade quanto do diâmetro do medidor, sendo comum a especificação do modelo do medidor a partir dessas informações.

4 Planejamento de Experimentos

4.1 Definição

Um experimento ou ensaio pode ser definido como um conjunto de ações para análise de um processo ou sistema com o objetivo de obter novas informações, avaliar hipóteses ou reafirmar resultados previamente obtidos.

O conceito básico de um experimento é, a partir da seleção de fatores de controle (entrada do processo), observar a variável de resposta (saída do processo) de forma a analisar a relação entre eles.

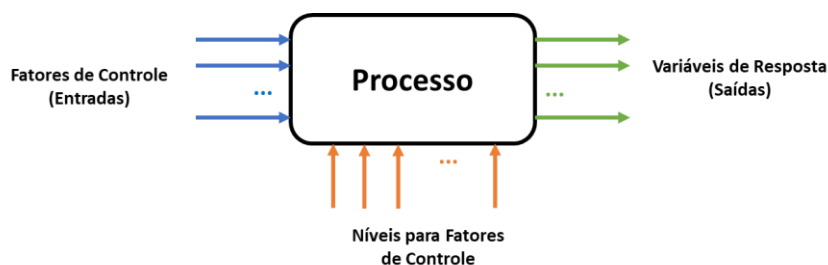


Figura 28: Modelo genérico de um processo.

A depender do processo analisado, um experimento pode ser complexo e custoso em função do número elevado de possíveis combinações entre fatores de controle e variáveis de resposta. Neste contexto, o uso de uma ferramenta estatística como Planejamento de Experimentos (DoE – *Design of Experiments*) se torna crítico para a obtenção do máximo de informação a um menor custo. Montgomery

[73] cita como vantagens da utilização da ferramenta DoE a redução de custo e do tempo de desenvolvimento de um produto, e a melhoria no rendimento do processo.

A ferramenta DoE tem sido largamente utilizada em diversos ramos da ciência e indústria: Guerra et al. [74] utilizaram a ferramenta DoE para otimização de critérios de aceitação da calibração de instrumentos em sistemas de medição de petróleo e gás natural, Sengel-Turk et al. [75] aplicaram a ferramenta DoE na avaliação de novas técnicas para tratamento de câncer e Sibiya et al. [76] utilizaram os conceitos de DoE para otimização do tratamento de água.

Galdámez [77] e Montgomery [73] propõem um protocolo básico para o uso da ferramenta DoE conforme detalhado a seguir:

1. Definição dos objetivos do experimento: nesta etapa inicial é importante que o problema a ser avaliado seja definido com clareza e esta informação seja de conhecimento de todos os envolvidos no experimento.

2. Mapeamento dos parâmetros: a partir da definição do objetivo do experimento, se faz necessário identificar as informações técnicas do processo como os fatores de controle, ruído e as variáveis de resposta. Essas informações, em geral, são obtidas por meio da combinação do conhecimento prático da equipe envolvida no experimento e da fundamentação teórica sobre o processo.

3. Seleção dos fatores de controle e das variáveis de resposta: nesta etapa, os fatores de controle e as variáveis de resposta identificados durante a etapa de mapeamento dos parâmetros são priorizados e é definido como estes serão medidos e avaliados.

4. Definição da matriz experimental: para a construção de uma matriz experimental, deve-se avaliar o tipo de planejamento que é utilizado no experimento considerando o número de fatores de controle, de níveis para cada um destes fatores e os fatores não controláveis do processo. Adicionalmente, é importante avaliar a sequência do experimento, número de repetições de cada nível e eventuais interações entre os fatores de controle. O tipo de planejamento pode ser classificado da seguinte forma [78]:

- Tratamento em pares;

- Tratamento em blocos;
- Quadrado Latino;
- Quadrado Greco-Latino;
- Quadrado Hiper-Greco-Latino;
- Experimentos Fatoriais.

5. Realização do experimento: nesta etapa, é importante que o experimento ocorra conforme planejado e definido na matriz experimental. Eventuais alterações no planejamento definido nas etapas anteriores devem ser registradas e levadas em consideração nas etapas posteriores.

6. Análise de dados: os resultados obtidos no experimento devem ser analisados a partir de conceitos estatísticos pré-definidos de forma a descrever o comportamento dos fatores de controle, da relação entre eles e seus efeitos nas variáveis de resposta.

7. Interpretação dos resultados: após a análise de dados, deve ser verificado se o experimento atendeu aos objetivos definidos. As conclusões obtidas nesta etapa podem resultar em ações de melhoria para o processo, na necessidade de revisão do plano experimental ou na definição de novos objetivos para experimentos futuros. É de suma importância que todas as informações referentes ao experimento sejam definidamente registradas e armazenadas.

4.2

Planejamento fatorial

O planejamento fatorial é uma técnica de planejamento de experimentos que pode ser aplicada quando dois ou mais fatores de controle necessitam ser analisados conjuntamente e suas interações possam ser relevantes para a variável de resposta.

A matriz experimental para o planejamento fatorial consiste em executar o experimento para todas as combinações possíveis dos níveis dos fatores de controle. A depender do número de fatores de controle e níveis destes fatores a serem avaliados, o uso do planejamento fatorial pode se tornar complexo e custoso em função da quantidade de combinações a ser avaliada. O número de combinações previstas para uma matriz experimental utilizando planejamento fatorial é dado por:

$$N = b^k \quad (32)$$

Onde:

- i. N é o número de combinações para o planejamento fatorial;
- ii. b é o número de níveis para cada fator de controle do experimento;
- iii. k é o número de fatores de controle do experimento.

A Tabela 9 apresenta a matriz experimental genérica aplicável para um planejamento fatorial do tipo 2^3 , ou seja, com 3 fatores de controle e com cada fator de controle sendo observado em 2 níveis.

Tabela 9: Matriz experimental genérica para um planejamento fatorial do tipo 2^3 .

Tratamento	Fator x_1	Fator x_2	Fator x_3	Resposta
1	-	-	-	y_1
2	-	-	+	y_2
3	-	+	-	y_3
4	-	+	+	y_4
5	+	-	-	y_5
6	+	-	+	y_6
7	+	+	-	y_7
8	+	+	+	y_8

Com objetivo de simplificar a visualização das informações, é comum que níveis dos fatores de controle sejam codificados como apresentado na Tabela 9. Para planejamentos fatoriais do tipo 2^k , onde cada fator de controle é analisado a partir de 2 níveis, em geral, utiliza-se os sinais (-) e (+) para indicar o nível mais baixo e o nível mais alto de um fator de controle, respectivamente. Para experimentos com 3 níveis para cada fator de controle, é comum o uso de notações como (-1), (0) e (+1) para representar o nível mais baixo, o nível médio (ou central) e o nível mais alto, respectivamente. Conforme destacado por Galdamez [77], o uso de codificação pode ser utilizado tanto para níveis qualitativos quanto quantitativos e não interfere na execução do experimento ou nos resultados analisados, sendo apenas uma forma arbitrária de organização das informações.

A matriz experimental apresentada na Tabela 9 pode ser representada graficamente por um cubo onde seus vértices representam as combinações dos níveis mínimos e máximos de cada fator de controle conforme apresentado na Figura 29.

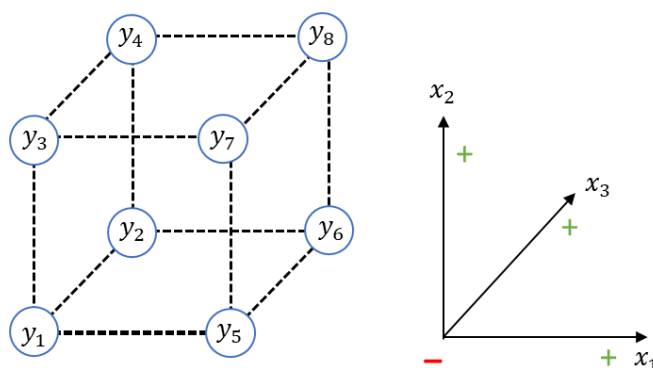


Figura 29: Representação gráfica de planejamento fatorial 2^3 .

Com relação ao modelo matemático para um planejamento fatorial, este pode ser obtido a partir dos efeitos principais dos fatores de controle e dos efeitos da interação entre os fatores de controle. Define-se efeito como sendo a mudança ocorrida na variável de resposta quando há uma alteração no nível do fator de controle ou no produto da interação entre um ou mais fatores de controle. O efeito pode ser matematicamente expresso pela eq. (33):

$$Efeito = \frac{2 * (\sum y^+ - \sum y^-)}{N} \quad (33)$$

Sendo:

- i. y^+ é variável de resposta quando o fator de controle ou a produto da interação entre fatores de controle tem nível (+);

- ii. y^- é variável de resposta quando o fator de controle ou a produto da interação entre fatores de controle tem nível (-);
- iii. N é o número de combinações para o planejamento fatorial.

Para o planejamento fatorial do tipo 2^3 apresentado na Tabela 9, o efeito principal do fator de controle x_1 pode ser expresso como:

$$Efeito_{x_1} = \frac{2(\sum y_{x_1}^+ - \sum y_{x_1}^-)}{N} \quad (34)$$

Onde:

- i. $y_{x_1}^+ = y_5 + y_6 + y_7 + y_8$
- ii. $y_{x_1}^- = y_1 + y_2 + y_3 + y_4$
- iii. $N = 8$

A partir dos efeitos principais e interações dos fatores de controle, um modelo de regressão pode ser aplicado para obtenção de um modelo linear que descreva o processo.

4.3 Metodologia de Superfície de Resposta

A Metodologia de Superfície de Resposta (RSM – *Response Surface Methodology*) consiste em um conjunto de técnicas de planejamento de experimentos usadas para otimização de processos.

A partir do uso desta metodologia é possível relacionar graficamente os fatores de controle e as variáveis de resposta de forma a identificar a relação entre os fatores de controle que leva o processo ou sistema a uma condição ótima da variável de resposta (máximo, mínimo ou alvo) como feito por Ahmadi et al. [79], onde foi avaliada a influência de diversos parâmetros como razão de petróleo e queresone, temperatura e dosagem de desemulsificante em emulsões de petróleo pesado.

A Metodologia de Superfície de Resposta pode ser dividida em duas etapas, não havendo restrições quanto ao número de repetições até a obtenção da otimização desejada [80]:

- **Modelagem:** trata-se da obtenção de um modelo simples, em geral linear ou quadrático, relacionando os fatores de controle e a variável de resposta obtido através de um planejamento fatorial;
- **Deslocamento:** refere-se ao movimento pelo modelo obtido na direção do ponto ótimo (máxima inclinação).

Cochran & Cox [81] definiram modelo matemático genérico que descreve uma superfície de resposta:

$$\eta = f(x_1, x_2, \dots, x_k) + \varepsilon \quad (35)$$

Onde:

- i. x_1, x_2, \dots, x_k são os fatores de controle;
- ii. ε é o resíduo ou erro experimental.

Dentre os modelos matemáticos de primeira ordem mais utilizados pela Metodologia de Superfície de Resposta, destacam-se planejamento fatorial 2^k e o planejamento Plackett–Burman. Estes modelos são aplicáveis quando temos apenas 2 níveis para cada fator de controle. Nestes casos, o modelo ajustado da variável de resposta é dado por:

$$y = \beta_0 + \beta_1 * x_1 + \beta_2 * x_2 + \dots + \beta_k * x_k + \varepsilon \quad (36)$$

Onde:

- i. y é a variável de resposta;
- ii. x_1, x_2, \dots, x_k são os fatores de controle;
- iii. $\beta_0, \beta_1, \beta_2, \dots, \beta_k$ são os coeficientes a serem estimados;
- iv. ε é o resíduo ou erro experimental.

Caso o experimento considere a avaliação de 3 níveis para cada fator de controle [73] ou nos casos em que a análise de variância (ANOVA - *Analysis of*

Variance) sinalize a partir da estatística F que um modelo matemático de primeira ordem não é adequado em função da presença de uma curvatura na superfície de resposta, um modelo de segunda ordem (quadrático) ou de ordem superior deve ser utilizado.

Dentre os modelos matemáticos de segunda ordem mais utilizados, tem-se o planejamento fatorial 3^k , o Planejamento Composto Central (CCD) e Planejamento Box–Behnken (BBD). Um modelo ajustado de segunda ordem para descrever a variável de resposta é apresentado na eq. (37):

$$y = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i * x_i + \sum_{i=1}^k \beta_{ii} * x_i^2 + \sum_{i < j} \sum \beta_{ij} * x_i * x_j + \varepsilon \quad (37)$$

Onde:

- i. y é a variável de resposta;
- ii. x_i é o fator de controle;
- iii. $\beta_0, \beta_i, \beta_{ii}, \beta_{ij}$ são os coeficientes a serem estimados;
- iv. ε é o resíduo ou erro experimental.

4.4

Planejamento Box-Behnken

O Planejamento Box-Behnken (BBD – *Box-Behnken Design*) é um tipo de planejamento de experimentos utilizado na Metodologia de Superfície de Resposta para definição de um modelo de segunda ordem.

Para a utilização do Planejamento Box-Behnken é necessário que haja, no mínimo, 3 fatores de controle e que cada fator seja sempre observado em 3 níveis (mínimo, médio e máximo). O experimento deve ser conduzido de modo que cada um dos níveis esteja posicionado equidistante do centro do modelo. Em um Planejamento Box-Behnken com 3 fatores de controle, isso é obtido fixando sempre um dos níveis no ponto médio e obtendo as variáveis de resposta para cada combinação dos demais fatores nos níveis mínimo e máximo. Adicionalmente, no Planejamento Box-Behnken são realizadas observações no ponto central, ou seja, com todos os fatores de controle no nível médio para determinação do erro experimental. Esse cenário é ilustrado na Figura 30:

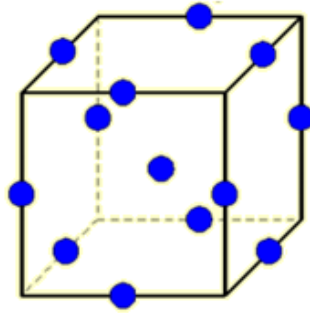


Figura 30: Representação gráfica de um Planejamento Box-Behnken com 3 fatores de controle.

Manohar et al. [82] descrevem o Planejamento Box-Behnken como esférico, uma vez que todos os pontos do modelo estão inscritos em uma esfera de raio $\sqrt{2}$ e não há pontos localizados nos vértices da área delimitada pelos níveis mínimo e máximo de cada fator de controle.

A Tabela 10 apresenta a matriz experimental genérica para um Planejamento Box-Behnken com 3 fatores de controle e 3 pontos centrais.

Tabela 10: Matriz experimental genérica para um Planejamento Box-Behnken com 3 fatores de controle e 3 pontos centrais.

Tratamento	Fator x_1	Fator x_2	Fator x_3	Resposta
1	-1	-1	0	y_1
2	1	-1	0	y_2
3	-1	1	0	y_3
4	1	1	0	y_4
5	-1	0	-1	y_5
6	1	0	-1	y_6
7	-1	0	1	y_7
8	1	0	1	y_8
9	0	-1	-1	y_9
10	0	1	-1	y_{10}
11	0	-1	1	y_{11}
12	0	0	1	y_{12}
C	0	0	0	y_{13}
C	0	0	0	y_{14}
C	0	0	0	y_{15}

O número de tratamentos para um Planejamento Box-Behnken é definido por [83]:

$$N = 2 * k * (k - 1) + C_0 \quad (38)$$

Onde:

- i. N é o número de tratamentos para o Planejamento Box-Behnken;
- ii. k é o número de fatores de controle do experimento;
- iii. C_0 é o número de observações da variável de resposta no ponto central.

Uma das vantagens do Planejamento Box-Behnken é que este requer um menor número de observações em comparação com outros tipos de planejamento, como planejamento fatorial completo. Adicionalmente, em um Planejamento Box-Behnken não é necessária a análise de condições extremas, ou seja, quando todos os fatores de controle se encontram em seus níveis mínimo ou máximo. Por outro lado, este planejamento não é indicado para experimentos onde a observação dos fatores de controle em seus níveis extremos possa ser relevante.

5

Metodologia de execução

Neste capítulo é detalhado o experimento realizado para avaliação do desempenho metrológico dos sistemas de medição de vazão de petróleo sob as condições propostas neste trabalho.

5.1

Bancada de testes

Para a avaliação do desempenho metrológico dos sistemas de medição de vazão de petróleo uma bancada de testes foi construída especialmente para o experimento nas dependências do Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) em São Paulo/SP. Esta bancada de testes consistia em circuito fechado com todos os medidores de vazão a serem avaliados dispostos em série em uma linha horizontal.

As tecnologias para medição de vazão de petróleo avaliadas e os detalhes de cada modelo de medidor utilizados no experimento são apresentados na Tabela 11. Conforme regulamentação vigente para uso em sistemas de medição fiscal de petróleo, todos os modelos de medidor de vazão avaliados possuíam Portaria de Aprovação de Modelo (PAM) emitida pelo Inmetro.

Tabela 11: Medidores de vazão de petróleo avaliados.

Tecnologia	Diâmetro Nominal (mm)	Vazão Mínima (m³/h)	Vazão Máxima (m³/h)
Deslocamento Positivo	100	7,2	72,0
Ultrassônico	150	12,6	630,0
Coriolis	100	21,0	415,0

O diagrama esquemático do circuito fechado utilizado como bancada de testes é apresentado na Figura 31.

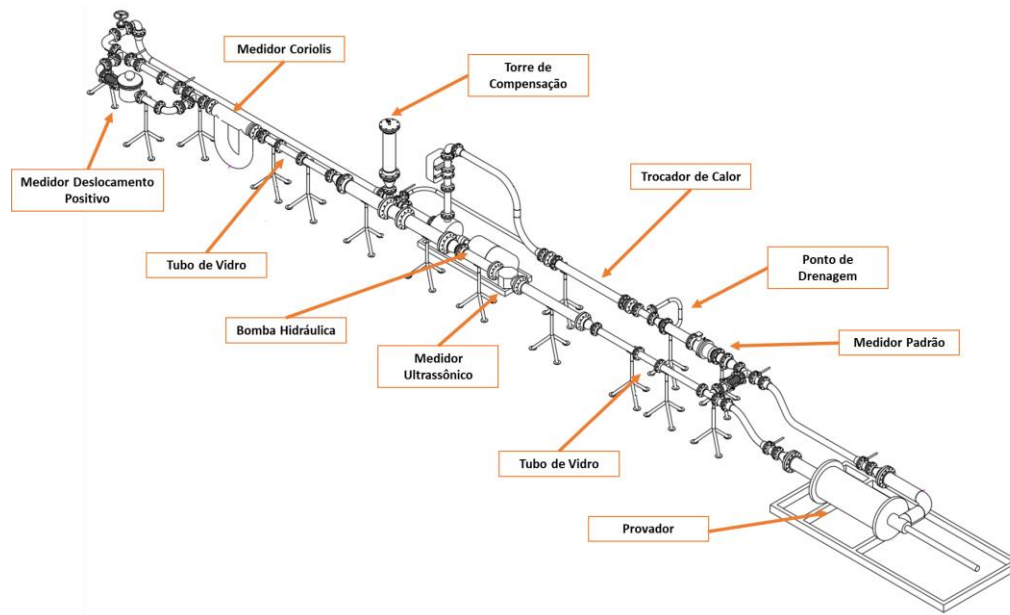


Figura 31: Diagrama esquemático da bancada de testes.

Com relação ao posicionamento dos medidores de vazão no circuito fechado, o medidor de vazão do tipo ultrassônico foi instalado à jusante de um trecho reto conforme apresentado na Figura 32, pois esta tecnologia tipicamente depende do perfil de escoamento.

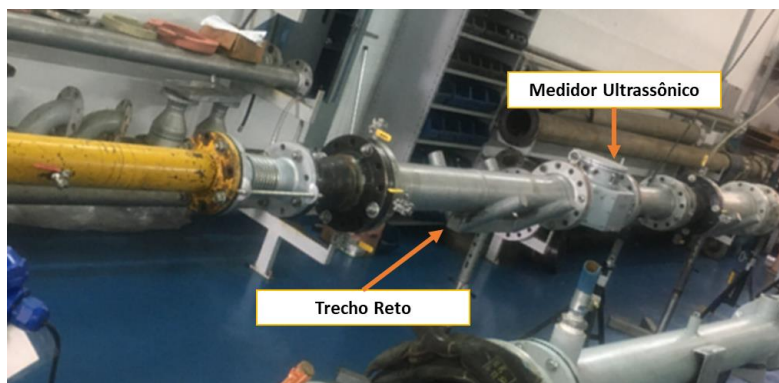


Figura 32: Posicionamento do medidor de vazão do tipo ultrassônico na bancada de testes.

O medidor de vazão do tipo deslocamento positivo utilizado, conforme os dados apresentados na Tabela 11, opera usualmente em vazões mais baixas que os demais medidores avaliados. Desta forma, este medidor foi instalado em uma linha de contorno ao final do circuito fechado com o objetivo de mitigar a possibilidade de dano ao equipamento quando o experimento estivesse sendo realizado em vazões acima das quais o medidor foi projetado. Adicionalmente, por questões de segurança de processo, foram instaladas válvulas de bloqueio na linha de contorno para garantia da estanqueidade. A Figura 33 apresenta esta configuração no circuito fechado montado.



Figura 33: Posicionamento dos medidores de vazão do tipo Coriolis e do tipo deslocamento positivo na bancada de testes.

Além dos medidores de vazão a serem avaliados, um medidor de vazão padrão do tipo deslocamento positivo e um padrão de referência do tipo provador compacto foram instalados no circuito fechado. De forma a mitigar eventuais problemas associados a repetibilidade de medição na calibração de medidores do tipo ultrassônico e do tipo Coriolis diretamente contra um provador compacto [54] e permitir a utilização de uma referência única para todo o experimento, adotou-se o medidor padrão como referência para avaliação dos demais medidores. Nesta

configuração, a função do padrão de referência foi calibrar o medidor padrão em cada condição experimental.

O circuito fechado dispunha de instrumentos de medição de temperatura e de pressão estática calibrados por laboratório acreditado, e diversos pontos de coleta de fluido para monitoramento do BSW e da massa específica do fluido conforme detalhado na Figura 34.

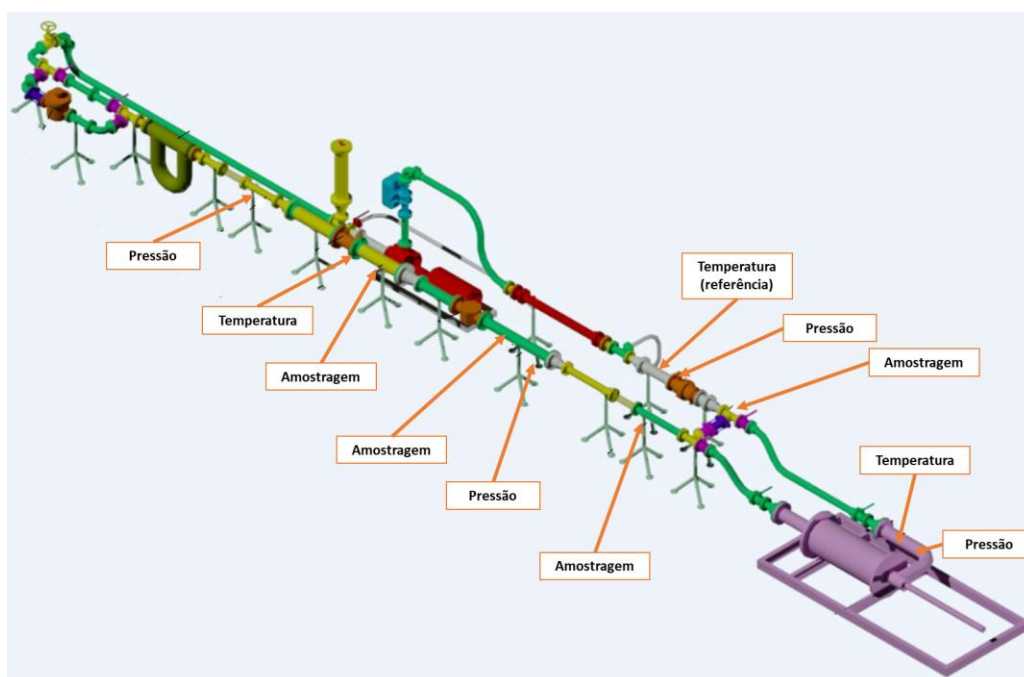


Figura 34: Localização dos instrumentos de medição de temperatura, instrumentos de medição de pressão estática e pontos de amostragem na bancada de testes.

No circuito fechado também foram instalados uma bomba hidráulica, válvulas de controle e uma torre de compensação cujo objetivo era mitigar eventuais alterações de volume do fluido ou da tubulação devido à dilatação térmica. O controle de temperatura do fluido foi obtido por meio do uso de um trocador de calor do tipo casco e tubo conforme apresentado na Figura 35. Para o aquecimento do fluido foi utilizado o próprio calor gerado pela operação da bomba hidráulica.

Por outro lado, para o resfriamento do fluido foi necessário à instalação de um *chiller* de geração de água fria que era utilizada no trocador de calor para estabilização da temperatura.

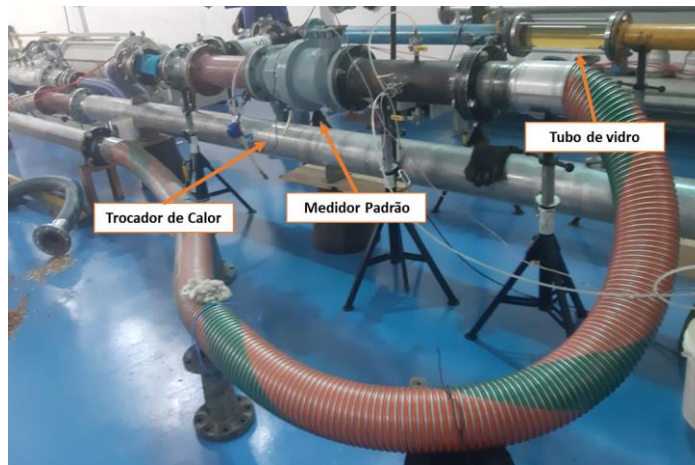


Figura 35: Trocador de calor instalado na bancada de testes.

Com o objetivo de monitorar e garantir um escoamento homogêneo e com perfil totalmente desenvolvido, dois tubos de vidro foram instalados ao longo do circuito conforme exemplificado na Figura 36.



Figura 36: Monitoramento do escoamento através dos tubos de vidro instalados na bancada de testes.

Por último, algumas funções disponíveis para os modelos de medidor de vazão foram utilizadas para a garantia das condições de teste: a informação da densidade do fluido obtida pelo medidor do tipo Coriolis e a análise do perfil de escoamento dada pelo medidor do tipo ultrassônico conforme ilustrado na Figura 37.

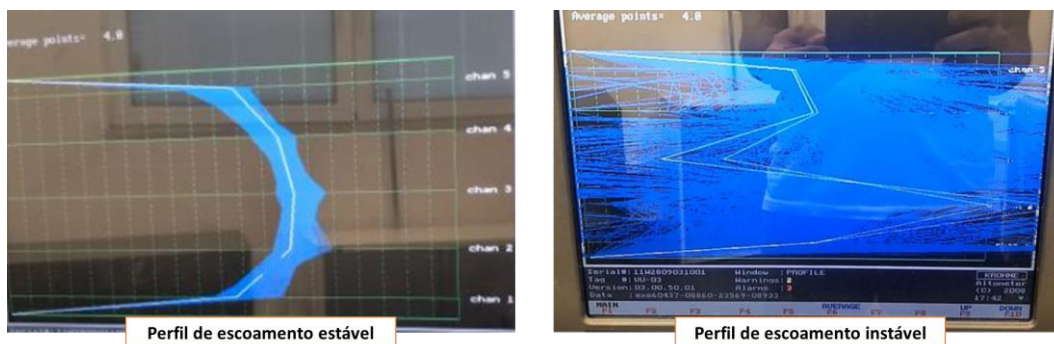


Figura 37: Exemplo de diagnóstico do perfil de escoamento fornecido pelo medidor de vazão do tipo ultrassônico.

5.2

Validação da bancada de testes

O Instituto de Pesquisas Tecnológicas possui uma bancada acreditada pela CGCRE para calibração de medidores de vazão de petróleo, bancada acreditada, que utiliza um padrão de referência do tipo provador compacto para calibrações na faixa de 0,8 a 800 m³/h com óleo mineral de viscosidade entre 7 e 350 cSt nas condições padrão de medição (20 °C e 101,325 kPa) [84].

Desta forma, optou-se por validar a bancada de testes construída comparando os resultados obtidos nesta bancada para os medidores em avaliação do tipo ultrassônico e do tipo Coriolis e para o medidor padrão do tipo deslocamento positivo com os resultados obtidos na bancada acreditada.

Para comparação entre as bancadas foi utilizado como o critério o erro normalizado E_n conforme eq. (39). Por este critério, caso $|E_n| \leq 1$, os resultados podem ser considerados compatíveis.

$$E_n = \frac{(X_{lab} - X_{ref})}{\sqrt{U_{lab}^2 + U_{ref}^2}} \quad (39)$$

Onde:

- i. X_{lab} é o resultado do experimento;
- ii. X_{ref} é o valor de referência;
- iii. U_{lab} é a incerteza expandida associada ao resultado do experimento;
- iv. U_{ref} é a incerteza expandida associada ao valor de referência.

Nas Tabelas 12 a 14 são apresentados os resultados das comparações para cada medidor.

Tabela 12: Validação da bancada de teste com medidor do tipo ultrassônico.

Bancada de Teste			Bancada Acreditada			Comparação
Q_{teste} (m³/h)	E_{teste} (%)	U_{teste} (%)	Q_{IPT} (m³/h)	E_{IPT} (%)	U_{IPT} (%)	E_n
35,2	-0,27	0,13	32,7	-0,23	0,14	-0,24
50,5	-0,25	0,15	56,6	-0,11	0,19	-0,58
88,0	-0,17	0,11	86,6	-0,16	0,11	-0,11
125,4	-0,10	0,25	133,1	-0,23	0,16	0,43
151,8	-0,10	0,21	157,9	0,09	0,17	-0,68

Tabela 13: Validação da bancada de testes com medidor do tipo Coriolis.

Bancada de Teste			Bancada Acreditada			Comparação
Q_{teste} (m³/h)	E_{teste} (%)	U_{teste} (%)	Q_{IPT} (m³/h)	E_{IPT} (%)	U_{IPT} (%)	E_n
35,2	-0,41	0,5	35,0	-0,36	0,10	-0,11
50,5	-0,10	0,3	50,3	-0,03	0,11	-0,24
151,5	-0,03	0,09	150,6	0,08	0,09	-0,85

Tabela 14: Validação da bancada de testes com medidor do tipo deslocamento positivo (medidor padrão).

Bancada de Teste			Bancada Acreditada			Comparação
Q_{teste} (m³/h)	E_{teste} (%)	U_{teste} (%)	Q_{IPT} (m³/h)	E_{IPT} (%)	U_{IPT} (%)	E_n
37,4	0,04	0,10	32,8	0,14	0,10	-0,67
55,0	0,11	0,10	56,0	0,20	0,10	-0,59
85,9	0,15	0,10	86,9	0,19	0,10	-0,29
130,7	0,15	0,10	133,0	0,19	0,10	-0,27
155,5	0,14	0,10	158,1	0,18	0,10	-0,25

Nas Tabelas 12 a 14:

- i. Q_{teste} é a vazão do medidor na bancada de testes em m³/h;
- ii. E_{teste} é o erro médio da vazão do medidor na bancada de teste em %;
- iii. U_{teste} é a incerteza expandida associada ao resultado da medição de vazão na bancada de teste em %;
- iv. Q_{IPT} é a vazão do medidor na bancada acreditada do IPT em m³/h;
- v. E_{IPT} é o erro médio da vazão do medidor na bancada acreditada do IPT em %;
- vi. U_{IPT} é a incerteza expandida associada ao resultado da medição de vazão na bancada acreditada do IPT em %;
- vii. E_n é o erro normalizado.

A partir dos resultados apresentados nas Tabelas 12 a 14, dado que para todas as condições experimentais o erro normalizado absoluto $|E_n|$ foi inferior a unidade, isto é, ausência de erros sistemáticos, a bancada de testes construída para o experimento foi considerada válida.

5.3 Matriz experimental

A partir do uso da ferramenta planejamento de experimentos do tipo Box-Behnken, uma matriz experimental foi proposta para cada medidor de vazão a ser avaliado conforme apresentado nas Tabelas 15 a 17. Os fatores de controle escolhidos para a avaliação do desempenho metrológico dos medidores de vazão foram o BSW, a temperatura do fluido e a vazão volumétrica do escoamento.

Tabela 15: Condições experimentais para o medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.

BSW (%)	Temperatura (° C)	Vazão (m³/h)
0	25	20
5	34	35
10	43	50

Os níveis para o BSW foram definidos considerando a faixa de valores mais frequente a partir dos eventos de falha de enquadramento de petróleo em sistemas de medição fiscal comunicados à ANP [85] e serão iguais para todos os medidores de vazão avaliados.

Tabela 16: Condições experimental para o medidor de vazão do tipo ultrassônico.

BSW (%)	Temperatura (° C)	Vazão (m³/h)
0	25	125
5	34	150
10	43	175

Com relação os níveis de temperatura do fluido considerados para o experimento, estes foram escolhidos a partir das condições de temperatura média encontradas em sistemas de medição fiscal de petróleo em linha [85] e, assim como o BSW, serão iguais para todos os medidores de vazão avaliados.

Tabela 17: Condições experimentais para o medidor de vazão do tipo Coriolis.

BSW (%)	Temperatura (° C)	Vazão (m³/h)
0	25	100
5	34	125
10	43	150

Por último, os níveis de vazão do escoamento são diferentes para cada medidor avaliado e foram escolhidos considerando o limite de vazão da bancada de testes (200 m³/h) e os limites de vazão de cada medidor conforme detalhado na Tabela 11.

5.4 Execução do experimento

5.4.1 Carregamento inicial do circuito fechado

Pelas dificuldades logísticas para realizar o experimento com petróleo em laboratório, optou-se pelo uso de óleo mineral com viscosidade semelhante ao petróleo produzido nos campos do pré-sal brasileiro (20 cSt nas condições padrão de medição – 20 °C e 101,325 kPa).

Inicialmente, o circuito fechado foi preenchido com o óleo mineral puro, ou seja, com BSW igual a 0 % v/v. O volume de óleo mineral inserido no circuito fechado foi calculado com base na massa específica do fluido e na determinação da massa de fluido por meio de uma balança conforme ilustrado na Figura 38.

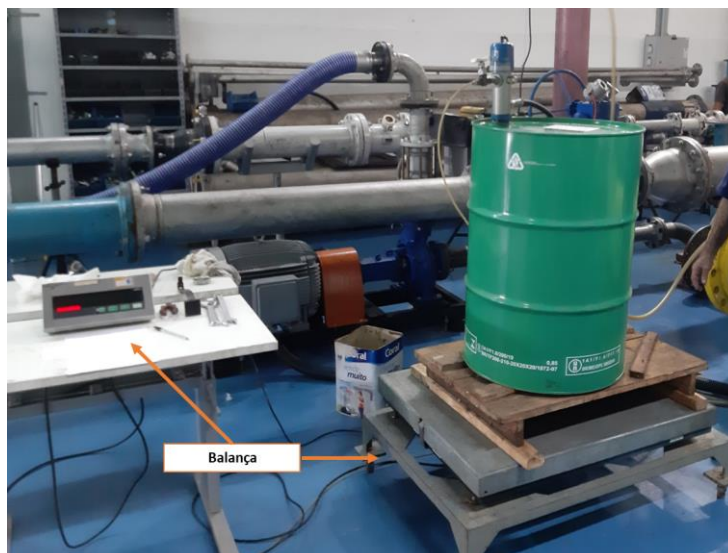


Figura 38: Balança utilizada na determinação da massa de óleo mineral utilizada no experimento.

Em função do volume necessário para preenchimento completo do circuito fechado, a inserção do óleo mineral ocorreu de forma fracionada por meio da torre de compensação. Desta forma, um volume de óleo era inserido até que fosse atingido o nível específico previamente estabelecido na torre de compensação. Em seguida, a bomba hidráulica era acionada para permitir a circulação do óleo no circuito e a remoção de ar através dos diversos pontos de purga instalados ao longo do circuito. Este procedimento se repetiu até que o circuito estivesse completamente preenchido de óleo mineral. A Tabela 18 apresenta um resumo do carregando inicial do circuito fechado com óleo mineral.

Tabela 18: Volume de óleo mineral utilizado no carregamento inicial do circuito fechado.

Massa (kg)	Massa específica à 25 °C (kg/L)	Volume à 25 °C (L)
1030,8	0,8508	1211,5

5.4.2 Coleta de dados

Conforme detalhado na Figura 34, a bancada de testes dispunha de diversos medidores de temperatura instalados ao longo do circuito. A referência para o nível de temperatura foi definida como sendo a informação obtida do medidor de temperatura associado ao medidor de vazão padrão, por esse ser o mais próximo do trocador de calor e, portanto, capaz de indicar uma resposta mais rápida aos ajustes na temperatura.

Como a matriz experimental para a avaliação de cada medidor de vazão contém os mesmos níveis para os fatores de controle BSW e temperatura do fluido e a alteração do nível do BSW é um ajuste irreversível, o experimento foi planejado para ser executado na seguinte ordem:

1. Ajustar o circuito para o menor nível de BSW (0 % v/v);
2. Ajustar o circuito para o menor nível de temperatura do fluido (25 °C);
3. Ajustar o circuito para o menor nível de vazão do escoamento (20 m³/h);
4. Variar a vazão do escoamento e coletar as informações para todos os níveis planejados.
5. Ajustar o circuito para nível de médio de temperatura do fluido (34 °C);
6. Ajustar o circuito para o menor nível de vazão do escoamento (20 m³/h);
7. Variar a vazão do escoamento e coletar as informações para todos os níveis planejados.
8. Ajustar o circuito para o maior nível de temperatura do fluido (43 °C);
9. Ajustar o circuito para o menor nível de vazão do escoamento (20 m³/h);
10. Variar a vazão do escoamento e coletar as informações para todos os níveis planejados.
11. Ajustar o circuito para o nível médio de BSW (5 % v/v);
12. Repetir as etapas 2 a 10;
13. Ajustar o circuito para o maior nível médio de BSW (10 % v/v);
14. Repetir as etapas 2 a 10;

O controle da vazão do escoamento foi realizado a partir do acionamento da bomba hidráulica e o controle de temperatura do fluido foi projetado para ser realizado da seguinte forma: o aquecimento do fluido seria realizado a partir do acionamento da bomba hidráulica e o resfriamento do fluido ocorreria com o uso

do *chiller*. Após o início do experimento, verificou-se o aquecimento do fluido ocorria de forma muito mais rápida que resfriamento deste. Diante desta observação, optou-se por alterar a ordem de coleta das informações, ou seja, iniciou-se a coleta dos dados a partir da maior vazão, pois isso resultaria em um menor tempo para resfriamento do fluido.

5.4.3

Mudança de fluido

A alteração do nível do BSW foi realizada com a inserção de água no circuito fechado. Este procedimento foi realizado conforme as etapas a seguir:

1. Calcular o volume de fluido a ser removido do circuito e o volume de água a ser inserido posteriormente no circuito;

1. Abrir todas as válvulas de contorno do circuito;

3. Acionar a bomba de hidráulica de forma a obter uma vazão de escoamento de 50 m³/h;

4. Verificar a homogeneidade do fluido através dos tubos de vidro;

5. Verificar a estabilidade da medição da massa específica do fluido através das informações disponibilizadas pelo medidor de vazão do tipo Coriolis;

6. Remover o volume de fluido previamente calculado do circuito;

7. Inserir o volume de água previamente calculado no circuito através da torre de compensação.

8. Repetir as etapas 3 a 5 antes de iniciar os ajustes na temperatura do fluido e posterior coleta das informações conforme detalhado anteriormente.

A Figura 39 apresenta o monitoramento dos resultados da medição de massa específica do fluido pelo medidor de vazão do tipo Coriolis. Após a inserção de água no circuito, até que haja a homogeneização do fluido, a massa específica tende a variar até que atinja uma região de estabilidade onde é possível dar prosseguimentos com as demais etapas do experimento.

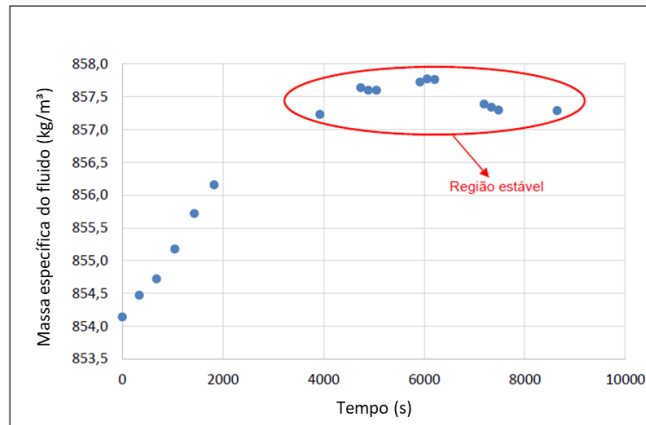


Figura 39: Monitoramento da massa específica do fluido através do medidor de vazão do tipo Coriolis após a alteração do nível de BSW.

6 Resultados e Discussão

O objetivo do experimento foi avaliar o impacto no desempenho metrológico de sistemas de medição de vazão de petróleo com diferentes tecnologias de medição quando calibrados sob diversas condições de BSW, temperatura do fluido e vazão do escoamento (fatores de controle).

Para tal análise, a variável de resposta do experimento foi o erro absoluto entre a diferença da vazão volumétrica indicada pelos medidores com diferentes tecnologias e a vazão volumétrica do medidor padrão conforme definido na eq. (40):

$$Erro = \left| \frac{Q_{medidor} - Q_{padrão}}{Q_{padrão}} \right| \quad (40)$$

Onde:

- i. $Q_{medidor}$ é a vazão corrigida indicada pelo medidor de vazão em avaliação em m³/h;
- ii. $Q_{padrão}$ é a vazão corrigida indicada pelo medidor de vazão padrão em m³/h.

As vazões corrigidas $Q_{medidor}$ e $Q_{padrão}$ são expressas na condição padrão de medição prevista no RTM, ou seja, a uma temperatura de 20 °C e a uma pressão estática de 101,325 kPa. As correções das vazões brutas registradas pelos medidores de vazão foram realizadas utilizando os fatores para correção da temperatura (CTL) e correção da pressão (CPL) previstos na norma API MPMS Chapter 11.1 [86].

Para o planejamento de experimentos e na análise dos resultados foi considerado um nível de confiança de 95% (nível de significância $p = 0,05$). A seguir são apresentados os resultados para cada tecnologia de medidor de vazão de petróleo avaliadas a partir da matriz experimental para um Planejamento Box-Behnken (BBD) utilizando software Minitab 19 e aplicando o método de Análise de Variância (ANOVA) e a Metodologia de Superfície de Resposta (RSM).

Os fatores de controle e suas interações são detalhados a seguir:

- i. x_1 é o termo linear da temperatura do fluido;
- ii. x_2 é o termo linear da vazão do escoamento;
- iii. x_3 é o termo linear do BSW;
- iv. x_1^2 é o termo quadrático da temperatura do fluido;
- v. x_2^2 é o termo quadrático da vazão do escoamento;
- vi. x_3^2 é o termo quadrático do BSW;
- vii. $x_1 * x_2$ é a interação linear entre a temperatura do fluido e a vazão do escoamento;
- viii. $x_1 * x_3$ é a interação linear entre a temperatura do fluido e o BSW;
- ix. $x_2 * x_3$ é a interação linear entre a vazão do escoamento e o BSW.

6.1

Medidor ultrassônico

A matriz experimental para o Planejamento Box-Behnken utilizado com os fatores de controle e a variável de resposta analisada para o medidor de vazão do tipo ultrassônico é apresentada na Tabela 19 a seguir:

Tabela 19: Matriz experimental e resultados obtidos para o medidor de vazão do tipo ultrassônico.

Tratamento	Fator x_1	Fator x_2	Fator x_3	Temp (° C)	Vazão (m³/h)	BSW (% v/v)	Erro
1	-1	-1	0	25	125	5	0,129 %
2	1	-1	0	43	125	5	0,009 %
3	-1	1	0	25	175	5	0,074 %
4	1	1	0	43	175	5	0,116 %
5	-1	0	-1	25	150	0	0,192 %
6	1	0	-1	43	150	0	0,073 %
7	-1	0	1	25	150	10	0,126 %
8	1	0	1	43	150	10	0,119 %
9	0	-1	-1	34	125	0	0,009 %
10	0	1	-1	34	175	0	0,010 %
11	0	-1	1	34	125	10	0,035 %
12	0	1	1	34	175	10	0,043 %
C	0	0	0	34	150	5	0,010 %
C	0	0	0	34	150	5	0,014 %
C	0	0	0	34	150	5	0,039 %

Os efeitos dos fatores de controle e das interações entre estes fatores na variável de resposta a partir do uso de ANOVA são apresentados na Tabela 20:

Tabela 20: ANOVA para medidor de vazão do tipo ultrassônico.

Fonte			Graus de Liberdade	Contribuição	Valor p
Modelo	-	-	9	97,96 %	0,001
-	Linear	-	3	89,57 %	0,000
-	-	x_1	1	87,91 %	0,000
-	-	x_2	1	0,03 %	0,791
-	-	x_3	1	1,63 %	0,102
-	Quadrático	-	3	5,51 %	0,069
-	-	x_1^2	1	4,85 %	0,016
-	-	x_2^2	1	0,47 %	0,312
-	-	x_3^2	1	0,19 %	0,521
-	Interações	-	3	2,88 %	0,189
-	-	$x_1 * x_2$	1	0,08 %	0,674
-	-	$x_1 * x_3$	1	1,09 %	0,163
-	-	$x_2 * x_3$	1	1,71 %	0,096
Erro	-	-	5	2,04 %	
-	Falta ajuste	-	3	0,93 %	0,693
-	Erro Puro		2	1,11 %	*
Total	-	-	14	100,00 %	

O gráfico de Pareto das estimativas dos efeitos padronizados é apresentado na Figura 40:

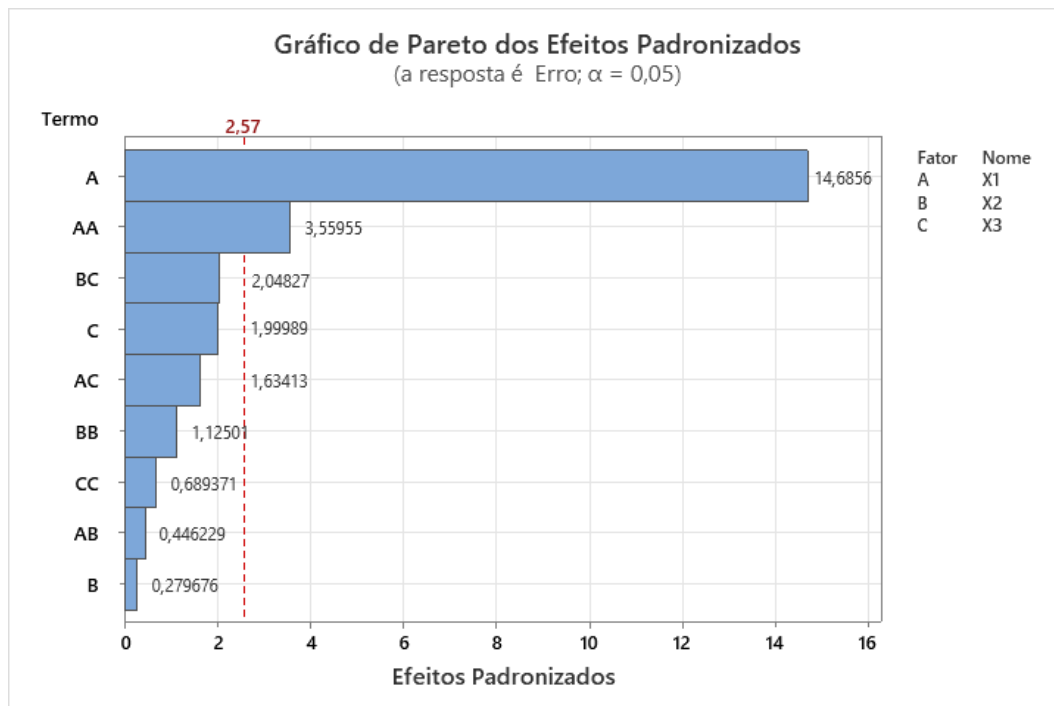


Figura 40: Gráfico de Pareto dos efeitos padronizados para medidor de vazão do tipo ultrassônico.

Pela Tabela 20 e Figura 40, percebe-se que a influência da temperatura do fluido (x_1) na variável de resposta é estatisticamente significativa. Essa afirmação também é válida para a parcela quadrática (x_1^2) deste fator de controle.

O modelo matemático que descreve a relação entre os fatores de controle e a variável de resposta obtido foi:

$$\begin{aligned}
 Erro = & 0,001417 - 0,000306x_1 + 0,000006x_2 + 0,000042x_3 \quad (41) \\
 & + 0,000109x_1^2 - 0,000035x_2^2 + 0,000021x_3^2 \\
 & + 0,000013x_1x_2 + 0,000048x_1x_3 \\
 & + 0,0000060x_2x_3
 \end{aligned}$$

Este modelo apresentou uma boa adequação com um coeficiente de determinação R^2 de 97,96% conforme explicitado abaixo:

Tabela 21: Estatística R-quadrado para o medidor de vazão do tipo ultrassônico.

S	R ²
5,89 x 10 ⁻⁵	97,96%

A partir da Metodologia de Superfície de Resposta, é possível observar a variável de resposta. As Figuras 41 a 43 apresentam os resultados do modelo matemático detalhado na eq. (41) considerando a variação da temperatura do fluido e da vazão do escoamento para o BSW igual a 0 % v/v, 5 % v/v e 10 % v/v.

Não Codificado			Vazão										
			125 m³/h	130 m³/h	135 m³/h	140 m³/h	145 m³/h	150 m³/h	155 m³/h	160 m³/h	165 m³/h	170 m³/h	175 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,205 %	0,202 %	0,200 %	0,198 %	0,196 %	0,194 %	0,193 %	0,192 %	0,192 %	0,191 %	0,191 %
	26,8 °C	-0,8	0,193 %	0,191 %	0,188 %	0,186 %	0,185 %	0,183 %	0,182 %	0,181 %	0,181 %	0,180 %	0,180 %
	28,6 °C	-0,6	0,183 %	0,180 %	0,178 %	0,176 %	0,175 %	0,173 %	0,172 %	0,171 %	0,171 %	0,170 %	0,170 %
	30,4 °C	-0,4	0,173 %	0,171 %	0,169 %	0,167 %	0,165 %	0,164 %	0,163 %	0,162 %	0,162 %	0,161 %	0,161 %
	32,2 °C	-0,2	0,165 %	0,162 %	0,160 %	0,158 %	0,157 %	0,156 %	0,155 %	0,154 %	0,153 %	0,153 %	0,153 %
	34 °C	0	0,157 %	0,155 %	0,153 %	0,151 %	0,149 %	0,148 %	0,147 %	0,146 %	0,146 %	0,146 %	0,146 %
	35,8 °C	+0,2	0,150 %	0,148 %	0,146 %	0,144 %	0,143 %	0,141 %	0,140 %	0,140 %	0,140 %	0,139 %	0,140 %
	37,6 °C	+0,4	0,144 %	0,142 %	0,140 %	0,138 %	0,137 %	0,136 %	0,135 %	0,134 %	0,134 %	0,134 %	0,134 %
	39,4 °C	+0,6	0,139 %	0,137 %	0,135 %	0,133 %	0,132 %	0,131 %	0,130 %	0,129 %	0,129 %	0,129 %	0,130 %
	41,2 °C	+0,8	0,135 %	0,132 %	0,131 %	0,129 %	0,128 %	0,127 %	0,126 %	0,125 %	0,125 %	0,125 %	0,126 %
43 °C	+1,0	0,131 %	0,129 %	0,127 %	0,126 %	0,124 %	0,124 %	0,123 %	0,122 %	0,122 %	0,122 %	0,123 %	

Figura 41: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 0 % v/v.

Não Codificado			Vazão										
			125 m³/h	130 m³/h	135 m³/h	140 m³/h	145 m³/h	150 m³/h	155 m³/h	160 m³/h	165 m³/h	170 m³/h	175 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,187 %	0,186 %	0,185 %	0,184 %	0,183 %	0,183 %	0,183 %	0,183 %	0,184 %	0,185 %	0,186 %
	26,8 °C	-0,8	0,177 %	0,176 %	0,175 %	0,174 %	0,173 %	0,173 %	0,173 %	0,174 %	0,174 %	0,175 %	0,176 %
	28,6 °C	-0,6	0,168 %	0,166 %	0,165 %	0,165 %	0,164 %	0,164 %	0,164 %	0,164 %	0,165 %	0,166 %	0,167 %
	30,4 °C	-0,4	0,159 %	0,158 %	0,157 %	0,156 %	0,156 %	0,156 %	0,156 %	0,156 %	0,157 %	0,158 %	0,159 %
	32,2 °C	-0,2	0,151 %	0,150 %	0,149 %	0,149 %	0,148 %	0,148 %	0,148 %	0,149 %	0,150 %	0,151 %	0,152 %
	34 °C	0	0,145 %	0,143 %	0,143 %	0,142 %	0,142 %	0,142 %	0,142 %	0,143 %	0,143 %	0,144 %	0,146 %
	35,8 °C	+0,2	0,139 %	0,138 %	0,137 %	0,136 %	0,136 %	0,136 %	0,136 %	0,137 %	0,138 %	0,139 %	0,140 %
	37,6 °C	+0,4	0,134 %	0,133 %	0,132 %	0,131 %	0,131 %	0,131 %	0,132 %	0,132 %	0,133 %	0,134 %	0,136 %
	39,4 °C	+0,6	0,129 %	0,128 %	0,128 %	0,127 %	0,127 %	0,127 %	0,128 %	0,128 %	0,129 %	0,131 %	0,132 %
	41,2 °C	+0,8	0,126 %	0,125 %	0,124 %	0,124 %	0,124 %	0,124 %	0,125 %	0,125 %	0,126 %	0,128 %	0,129 %
	43 °C	+1,0	0,124 %	0,123 %	0,122 %	0,122 %	0,122 %	0,122 %	0,123 %	0,123 %	0,124 %	0,126 %	0,127 %

Figura 42: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 5 % v/v.

Não Codificado			Vazão										
			125 m³/h	130 m³/h	135 m³/h	140 m³/h	145 m³/h	150 m³/h	155 m³/h	160 m³/h	165 m³/h	170 m³/h	175 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,175 %	0,174 %	0,174 %	0,175 %	0,175 %	0,176 %	0,178 %	0,179 %	0,181 %	0,183 %	0,185 %
	26,8 °C	-0,8	0,165 %	0,165 %	0,165 %	0,166 %	0,166 %	0,167 %	0,168 %	0,170 %	0,172 %	0,174 %	0,176 %
	28,6 °C	-0,6	0,157 %	0,157 %	0,157 %	0,157 %	0,158 %	0,159 %	0,160 %	0,162 %	0,164 %	0,166 %	0,168 %
	30,4 °C	-0,4	0,149 %	0,149 %	0,149 %	0,150 %	0,151 %	0,152 %	0,153 %	0,155 %	0,157 %	0,159 %	0,161 %
	32,2 °C	-0,2	0,142 %	0,142 %	0,143 %	0,143 %	0,144 %	0,145 %	0,147 %	0,148 %	0,150 %	0,153 %	0,155 %
	34 °C	0	0,137 %	0,137 %	0,137 %	0,138 %	0,138 %	0,140 %	0,141 %	0,143 %	0,145 %	0,147 %	0,150 %
	35,8 °C	+0,2	0,132 %	0,132 %	0,132 %	0,133 %	0,134 %	0,135 %	0,136 %	0,138 %	0,140 %	0,143 %	0,145 %
	37,6 °C	+0,4	0,127 %	0,128 %	0,128 %	0,129 %	0,130 %	0,131 %	0,133 %	0,134 %	0,137 %	0,139 %	0,142 %
	39,4 °C	+0,6	0,124 %	0,124 %	0,125 %	0,126 %	0,127 %	0,128 %	0,130 %	0,132 %	0,134 %	0,136 %	0,139 %
	41,2 °C	+0,8	0,122 %	0,122 %	0,123 %	0,123 %	0,125 %	0,126 %	0,128 %	0,130 %	0,132 %	0,134 %	0,137 %
43 °C	+1,0	0,120 %	0,121 %	0,121 %	0,122 %	0,123 %	0,125 %	0,126 %	0,128 %	0,131 %	0,133 %	0,136 %	

Figura 43: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 10 % v/v.

A seguir são apresentados o gráfico de superfície e o gráfico de contorno do erro do medidor de vazão do tipo ultrassônico para cada uma das condições de BSW avaliadas. Para os gráficos de contorno, o erro foi codificado da seguinte forma:

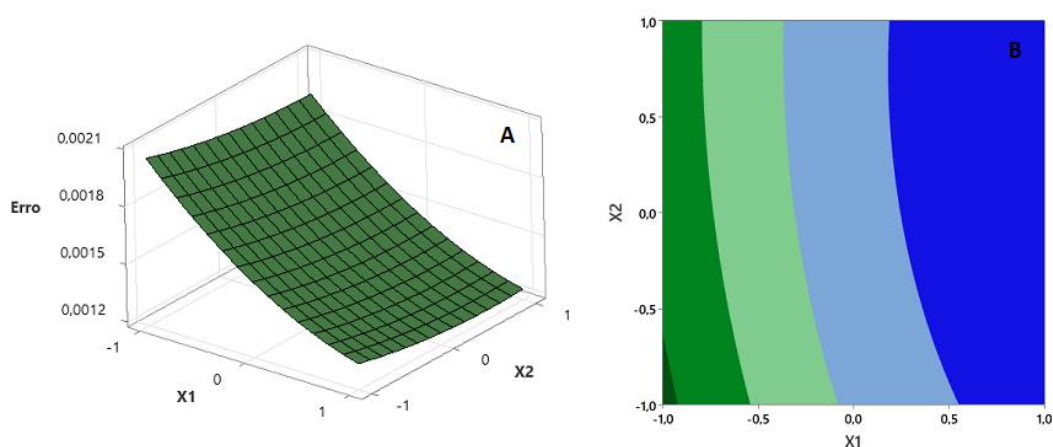
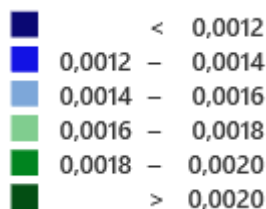


Figura 44: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 0 % v/v.

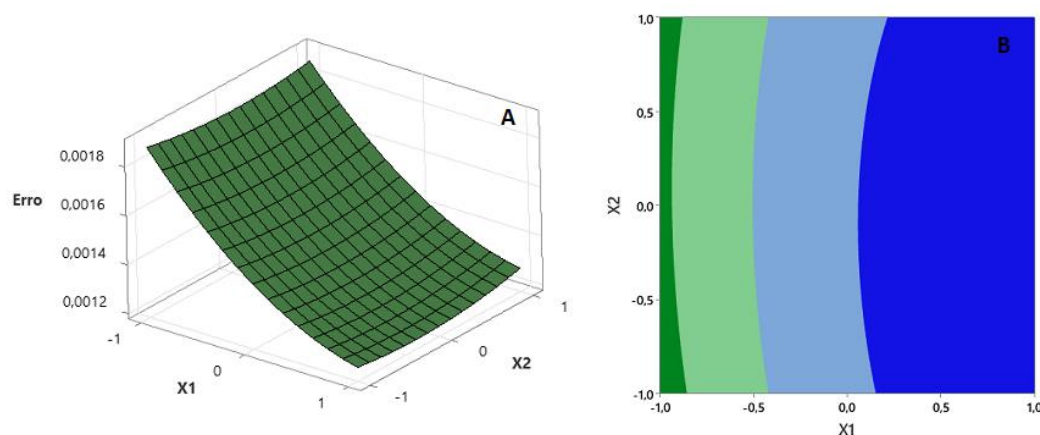


Figura 45: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 5 % v/v.

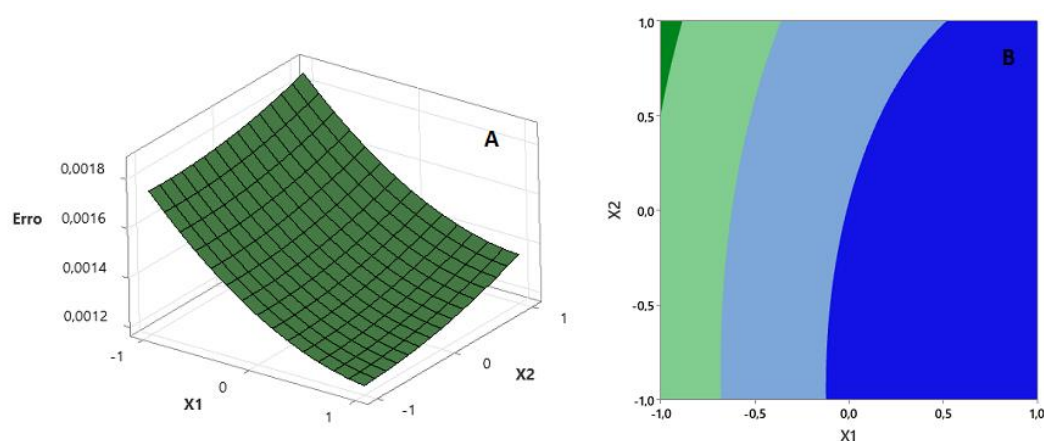


Figura 46: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo ultrassônico na condição de BSW igual a 10 % v/v.

Conforme discutido no Capítulo 3, o desempenho metrológico de medidores de vazão do tipo ultrassônico baseados no método de tempo de trânsito como o medidor de vazão avaliado no experimento está associado à ocorrência de um escoamento plenamente desenvolvido e em regime turbulento ($Re > 4000$). Uma vez que, quanto menor for a temperatura do fluido, maior será sua viscosidade e que, quanto maior a viscosidade do fluido, menor será o número de Reynolds do escoamento, pode-se verificar que os erros mais elevados foram verificados

próximos aos níveis mais baixos para a temperatura do fluido (25 °C) e para a vazão do escoamento (125 m³/h) que pode ser um indicativo que o medidor esteja operando em condições não ideais (regime laminar).

Adicionalmente, cabe destacar que medidores de vazão como o avaliado são indicados para fluidos limpos e homogêneos dado que a presença de um escoamento bifásico pode acarretar a atenuação da onda ultrassônica e, conseqüentemente, um aumento do erro de medição. Este cenário pode ser evidenciado com o aumento do erro de medição a partir do aumento do BSW conforme apresentado nas Figuras 41 a 43 para um escoamento plenamente desenvolvido e em regime turbulento.

A Tabela 22 apresenta um comparativo do erro para uma mesma condição da vazão do escoamento (175 m³/h) considerando duas condições distintas da temperatura do fluido (34 °C e 43 °C). Percebe-se que o erro aumenta à medida que o BSW aumenta o que pode estar associado à ocorrência de um escoamento bifásico e uma eventual atenuação da onda ultrassônica neste meio.

Tabela 22: Erro do medidor do tipo ultrassônico a partir do aumento do BSW.

Erro		BSW (% v/v)		
Temp (° C)	Vazão (m ³ /h)	0	5	10
34	175	0,146 %	0,146 %	0,150 %
43	175	0,123 %	0,127 %	0,136 %

6.2

Medidor Coriolis

A matriz experimental para Planejamento Box-Behnken utilizado com os fatores de controle e a variável de resposta analisada para o medidor de vazão do tipo Coriolis é apresentada na Tabela 23 a seguir:

Tabela 23: Matriz experimental e resultados obtidos para o medidor de vazão do tipo Coriolis.

Tratamento	Fator x_1	Fator x_2	Fator x_3	Temp (° C)	Vazão (m³/h)	BSW (% v/v)	Erro
1	-1	-1	0	25	100	5	0,105 %
2	1	-1	0	43	100	5	0,088 %
3	-1	1	0	25	150	5	0,078 %
4	1	1	0	43	150	5	0,072 %
5	-1	0	-1	25	125	0	0,106 %
6	1	0	-1	43	125	0	0,091 %
7	-1	0	1	25	125	10	0,079 %
8	1	0	1	43	125	10	0,084 %
9	0	-1	-1	34	100	0	0,085 %
10	0	1	-1	34	150	0	0,070 %
11	0	-1	1	34	100	10	0,084 %
12	0	1	1	34	150	10	0,076 %
C	0	0	0	34	125	5	0,068 %
C	0	0	0	34	125	5	0,088 %
C	0	0	0	34	125	5	0,098 %

Os efeitos dos fatores de controle e das interações entre estes fatores na variável de resposta a partir do uso de ANOVA são apresentados na Tabela 24:

Tabela 24: ANOVA para medidor de vazão do tipo Coriolis.

Fonte			Graus de Liberdade	Contribuição	Valor p
Modelo	-	-	9	90,91 %	0,037
-	Linear	-	3	19,83 %	0,099
-	-	x_1	1	18,41 %	0,025
-	-	x_2	1	0,40 %	0,661
-	-	x_3	1	1,02 %	0,487
-	Quadrático	-	3	9,20 %	0,284
-	-	x_1^2	1	8,67 %	0,088
-	-	x_2^2	1	0,28 %	0,694
-	-	x_3^2	1	0,25 %	0,724
-	Interações	-	3	61,88 %	0,011
-	-	$x_1 * x_2$	1	11,24 %	0,055
-	-	$x_1 * x_3$	1	38,64 %	0,006
-	-	$x_2 * x_3$	1	12,01 %	0,050
Erro	-	-	5	9,09 %	
-	Falta ajuste	-	3	7,99 %	0,176
-	Erro Puro	-	2	1,10 %	*
Total	-	-	14	100,00 %	

O gráfico de Pareto das estimativas dos efeitos padronizados é apresentado na Figura 47:

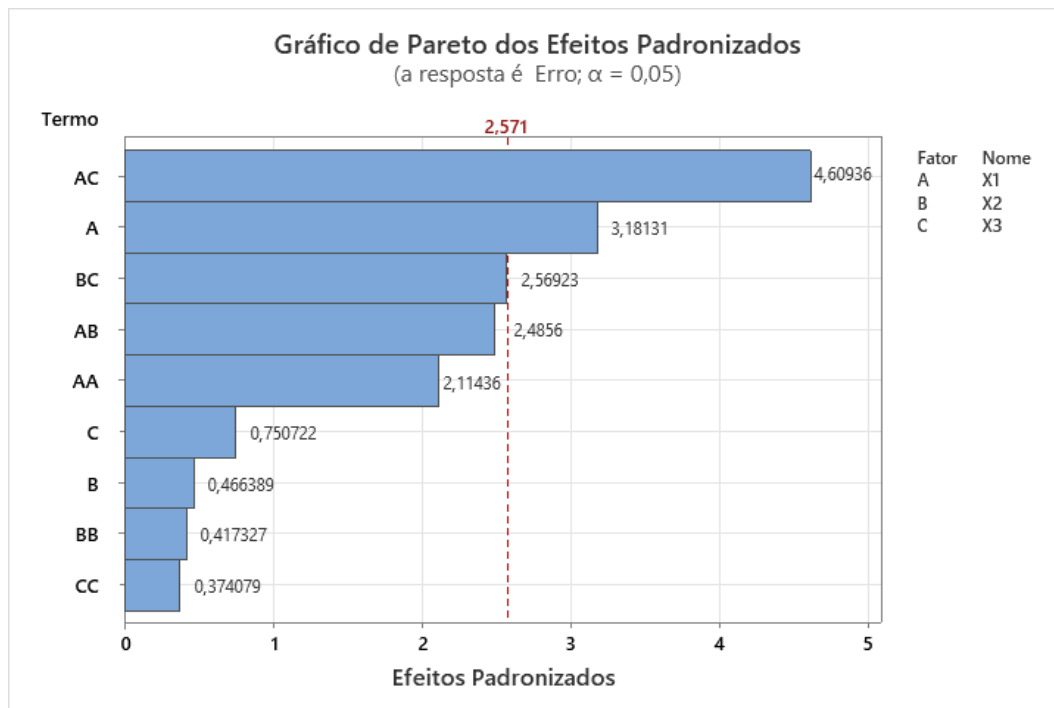


Figura 47: Gráfico de Pareto dos efeitos padronizados para medidor de vazão do tipo Coriolis.

Pela Tabela 24 e Figura 47, percebe-se que a influência da temperatura do fluido (x_1) e sua interação com o BSW ($x_1 \cdot x_3$) na variável de resposta são estatisticamente significativas.

O modelo matemático que descreve a relação entre os fatores de controle e a variável de resposta obtido foi:

$$\begin{aligned}
 Erro = & 0,000825 - 0,000066x_1 + 0,000010x_2 - 0,000016x_3 \quad (42) \\
 & + 0,000065x_1^2 - 0,000013x_2^2 - 0,000011x_3^2 \\
 & + 0,000073x_1x_2 + 0,000135x_1x_3 \\
 & + 0,0000075x_2x_3
 \end{aligned}$$

Este modelo apresentou uma boa adequação com um coeficiente de determinação R^2 de 97,96 % conforme explicitado abaixo:

Tabela 25: Estatística R-quadrado para o medidor de vazão do tipo Coriolis.

S	R^2
$5,88 \times 10^{-5}$	90,91%

A partir da Metodologia de Superfície de Resposta, é possível observar a variável de resposta. As Figuras 48 a 50 apresentam os resultados do modelo matemático detalhado na eq. (42) considerando a variação da temperatura do fluido e da vazão do escoamento para o BSW igual a 0 % v/v, 5 % v/v e 10 % v/v.

Não Codificado			Vazão										
			100 m³/h	105 m³/h	110 m³/h	115 m³/h	120 m³/h	125 m³/h	130 m³/h	135 m³/h	140 m³/h	145 m³/h	150 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,122 %	0,118 %	0,114 %	0,109 %	0,105 %	0,101 %	0,096 %	0,091 %	0,087 %	0,082 %	0,077 %
	26,8 °C	-0,8	0,114 %	0,111 %	0,107 %	0,103 %	0,099 %	0,095 %	0,091 %	0,087 %	0,083 %	0,079 %	0,074 %
	28,6 °C	-0,6	0,107 %	0,104 %	0,101 %	0,098 %	0,094 %	0,091 %	0,087 %	0,084 %	0,080 %	0,076 %	0,073 %
	30,4 °C	-0,4	0,100 %	0,098 %	0,095 %	0,092 %	0,090 %	0,087 %	0,084 %	0,081 %	0,078 %	0,074 %	0,071 %
	32,2 °C	-0,2	0,094 %	0,092 %	0,090 %	0,088 %	0,086 %	0,083 %	0,081 %	0,078 %	0,076 %	0,073 %	0,070 %
	34 °C	0	0,088 %	0,087 %	0,085 %	0,084 %	0,082 %	0,080 %	0,078 %	0,076 %	0,074 %	0,072 %	0,070 %
	35,8 °C	+0,2	0,083 %	0,082 %	0,081 %	0,080 %	0,079 %	0,078 %	0,076 %	0,075 %	0,073 %	0,072 %	0,070 %
	37,6 °C	+0,4	0,078 %	0,078 %	0,078 %	0,077 %	0,076 %	0,076 %	0,075 %	0,074 %	0,073 %	0,072 %	0,071 %
	39,4 °C	+0,6	0,074 %	0,074 %	0,074 %	0,074 %	0,074 %	0,074 %	0,074 %	0,074 %	0,073 %	0,073 %	0,072 %
	41,2 °C	+0,8	0,070 %	0,071 %	0,072 %	0,072 %	0,073 %	0,073 %	0,074 %	0,074 %	0,074 %	0,074 %	0,074 %
	43 °C	+1,0	0,067 %	0,069 %	0,070 %	0,071 %	0,072 %	0,073 %	0,074 %	0,074 %	0,075 %	0,076 %	0,076 %

Figura 48: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 0 % v/v.








Não Codificado			Vazão										
			100 m³/h	105 m³/h	110 m³/h	115 m³/h	120 m³/h	125 m³/h	130 m³/h	135 m³/h	140 m³/h	145 m³/h	150 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,110 %	0,107 %	0,104 %	0,101 %	0,099 %	0,096 %	0,093 %	0,089 %	0,086 %	0,083 %	0,079 %
	26,8 °C	-0,8	0,103 %	0,101 %	0,099 %	0,097 %	0,094 %	0,092 %	0,089 %	0,087 %	0,084 %	0,081 %	0,078 %
	28,6 °C	-0,6	0,097 %	0,096 %	0,094 %	0,093 %	0,091 %	0,089 %	0,087 %	0,085 %	0,083 %	0,080 %	0,078 %
	30,4 °C	-0,4	0,092 %	0,091 %	0,090 %	0,089 %	0,088 %	0,086 %	0,085 %	0,083 %	0,082 %	0,080 %	0,078 %
	32,2 °C	-0,2	0,087 %	0,087 %	0,086 %	0,086 %	0,085 %	0,084 %	0,083 %	0,082 %	0,081 %	0,080 %	0,079 %
	34 °C	0	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,082 %	0,082 %	0,081 %	0,081 %	0,080 %
	35,8 °C	+0,2	0,079 %	0,080 %	0,080 %	0,081 %	0,081 %	0,081 %	0,082 %	0,082 %	0,082 %	0,082 %	0,081 %
	37,6 °C	+0,4	0,076 %	0,077 %	0,078 %	0,079 %	0,080 %	0,081 %	0,082 %	0,082 %	0,083 %	0,083 %	0,084 %
	39,4 °C	+0,6	0,073 %	0,075 %	0,077 %	0,078 %	0,080 %	0,081 %	0,082 %	0,083 %	0,084 %	0,085 %	0,086 %
	41,2 °C	+0,8	0,071 %	0,073 %	0,075 %	0,078 %	0,079 %	0,081 %	0,083 %	0,085 %	0,087 %	0,088 %	0,089 %
43 °C	+1,0	0,069 %	0,072 %	0,075 %	0,077 %	0,080 %	0,082 %	0,085 %	0,087 %	0,089 %	0,091 %	0,093 %	

Figura 49: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 5 % v/v.

Não Codificado			Vazão										
			100 m³/h	105 m³/h	110 m³/h	115 m³/h	120 m³/h	125 m³/h	130 m³/h	135 m³/h	140 m³/h	145 m³/h	150 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,095 %	0,093 %	0,092 %	0,091 %	0,089 %	0,088 %	0,086 %	0,085 %	0,083 %	0,081 %	0,079 %
	26,8 °C	-0,8	0,090 %	0,089 %	0,088 %	0,088 %	0,087 %	0,086 %	0,085 %	0,084 %	0,082 %	0,081 %	0,080 %
	28,6 °C	-0,6	0,085 %	0,085 %	0,085 %	0,085 %	0,085 %	0,084 %	0,084 %	0,083 %	0,082 %	0,082 %	0,081 %
	30,4 °C	-0,4	0,081 %	0,082 %	0,082 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,082 %
	32,2 °C	-0,2	0,078 %	0,079 %	0,080 %	0,081 %	0,082 %	0,082 %	0,083 %	0,083 %	0,084 %	0,084 %	0,084 %
	34 °C	0	0,075 %	0,077 %	0,078 %	0,080 %	0,081 %	0,082 %	0,083 %	0,084 %	0,085 %	0,086 %	0,087 %
	35,8 °C	+0,2	0,073 %	0,075 %	0,077 %	0,079 %	0,081 %	0,083 %	0,084 %	0,086 %	0,087 %	0,089 %	0,090 %
	37,6 °C	+0,4	0,071 %	0,074 %	0,076 %	0,079 %	0,081 %	0,084 %	0,086 %	0,088 %	0,090 %	0,092 %	0,094 %
	39,4 °C	+0,6	0,070 %	0,073 %	0,076 %	0,079 %	0,082 %	0,085 %	0,088 %	0,090 %	0,093 %	0,095 %	0,098 %
	41,2 °C	+0,8	0,069 %	0,073 %	0,077 %	0,080 %	0,084 %	0,087 %	0,090 %	0,093 %	0,097 %	0,100 %	0,103 %
	43 °C	+1,0	0,069 %	0,073 %	0,077 %	0,081 %	0,085 %	0,089 %	0,093 %	0,097 %	0,101 %	0,104 %	0,108 %

Figura 50: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 10 % v/v.

A seguir são apresentados o gráfico de superfície e o gráfico de contorno do erro do medidor de vazão do tipo Coriolis para cada uma das condições de BSW avaliadas. Para os gráficos de contorno, o erro foi codificado da seguinte forma:

		<	0,00075
	0,00075	–	0,00080
	0,00080	–	0,00085
	0,00085	–	0,00090
	0,00090	–	0,00095
	0,00095	–	0,00100
		>	0,00100

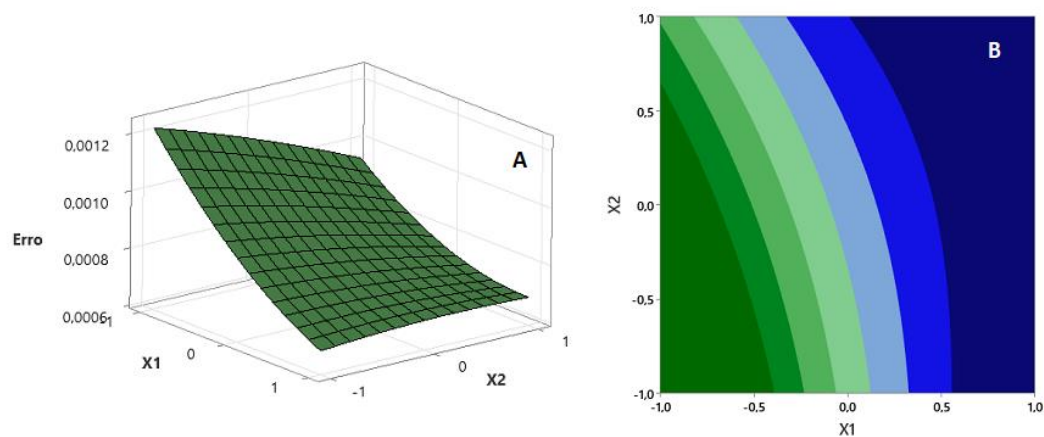


Figura 51: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 0 % v/v.

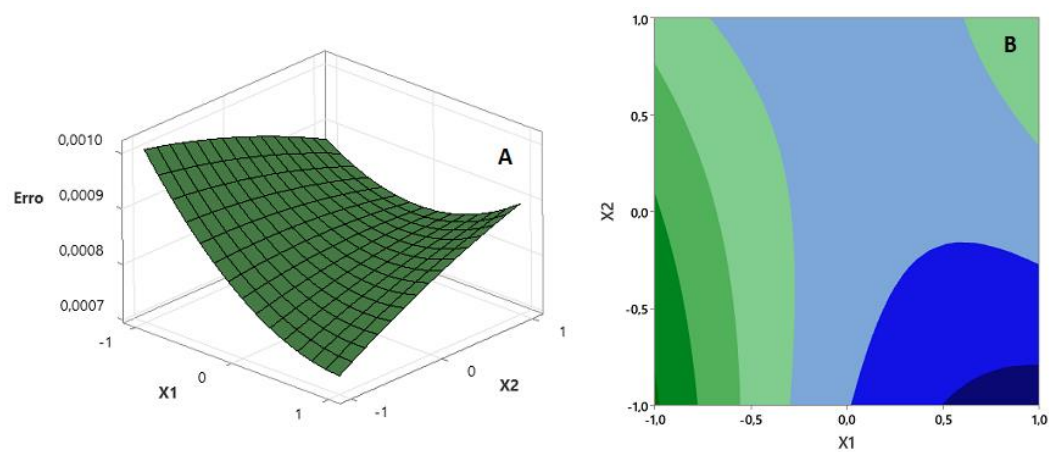


Figura 52: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 5 % v/v.

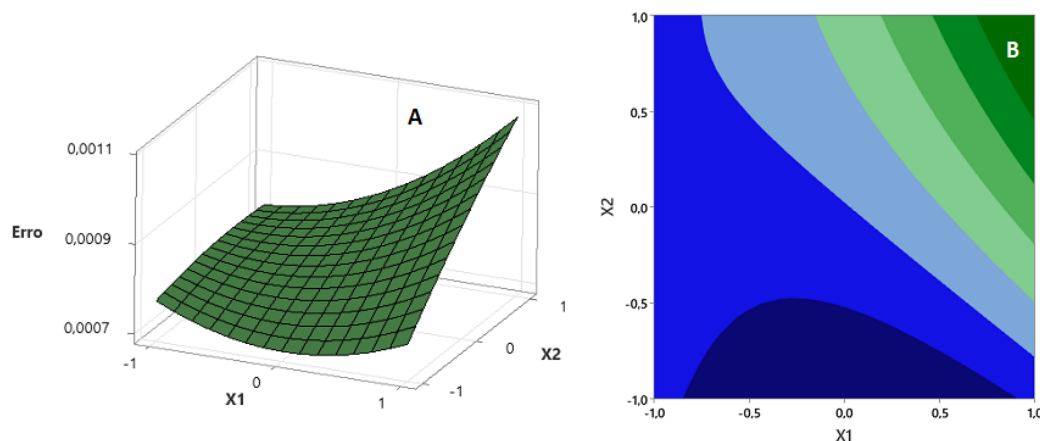


Figura 53: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo Coriolis na condição de BSW igual a 10 % v/v.

Medidores de vazão do tipo Coriolis são medidores mássicos, ou seja, medem a vazão mássica do escoamento. Conforme detalhado no Capítulo 3, a vazão volumétrica do escoamento é obtida por meio da determinação da massa específica do fluido pelo próprio medidor de vazão. Neste sentido, este tipo de medidor de vazão deve ser calibrado com fluido semelhante ao que será medido por ele de forma a minimizar o erro associado a vazão volumétrica.

Conforme ilustrado na Figura 39, a alteração do nível de BSW do fluido acarreta uma mudança na massa específica deste fluido. Adicionalmente, alterações na temperatura do fluido levam a alterações na massa específica deste. Tais premissas ratificam o modelo matemático descrito na eq. (42) e os resultados apresentados na Tabela 23 e na Figura 47 que indicam a temperatura do fluido e sua interação com o BSW como as principais fontes de influência no erro de medição.

6.3

Medidor deslocamento positivo

A matriz experimental para o Planejamento Box-Behnken utilizado com os fatores de controle e a variável de resposta analisada para o medidor do tipo deslocamento positivo é apresentada na Tabela 26 a seguir:

Tabela 26: Matriz experimental e resultados obtidos para o medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.

Tratamento	Fator x_1	Fator x_2	Fator x_3	Temp (° C)	Vazão (m³/h)	BSW (% v/v)	Erro
1	-1	-1	0	25	35	5	0,073 %
2	1	-1	0	43	35	5	0,121 %
3	-1	1	0	25	65	5	0,097 %
4	1	1	0	43	65	5	0,150 %
5	-1	0	-1	25	50	0	0,087 %
6	1	0	-1	43	50	0	0,080 %
7	-1	0	1	25	50	10	0,108 %
8	1	0	1	43	50	10	0,110 %
9	0	-1	-1	34	35	0	0,111 %
10	0	1	-1	34	65	0	0,178 %
11	0	-1	1	34	35	10	0,131 %
12	0	1	1	34	65	10	0,092 %
C	0	0	0	34	50	5	0,114 %
C	0	0	0	34	50	5	0,106 %
C	0	0	0	34	50	5	0,147 %

Os efeitos dos fatores de controle e das interações entre estes fatores na variável de resposta a partir do uso de ANOVA são apresentados na Tabela 27:

Tabela 27: ANOVA para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.

Fonte			Graus de Liberdade	Contribuição	Valor p
Modelo	-	-	9	99,07 %	0,000
-	Linear	-	3	91,83 %	0,000
-	-	x_1	1	83,17 %	0,000
-	-	x_2	1	8,36 %	0,001
-	-	x_3	1	0,31 %	0,257
-	Quadrático	-	3	2,20 %	0,088
-	-	x_1^2	1	1,97 %	0,023
-	-	x_2^2	1	0,11 %	0,516
-	-	x_3^2	1	0,12 %	0,454
-	Interações	-	3	5,04 %	0,019
-	-	$x_1 * x_2$	1	3,46 %	0,008
-	-	$x_1 * x_3$	1	1,06 %	0,063
-	-	$x_2 * x_3$	1	0,52 %	0,155
Erro	-	-	5	0,93 %	
-	Falta ajuste	-	3	0,89 %	0,062
-	Erro Puro	-	2	0,04 %	*
Total	-	-	14	100,00 %	

O gráfico de Pareto das estimativas dos efeitos padronizados é apresentado na Figura 54:

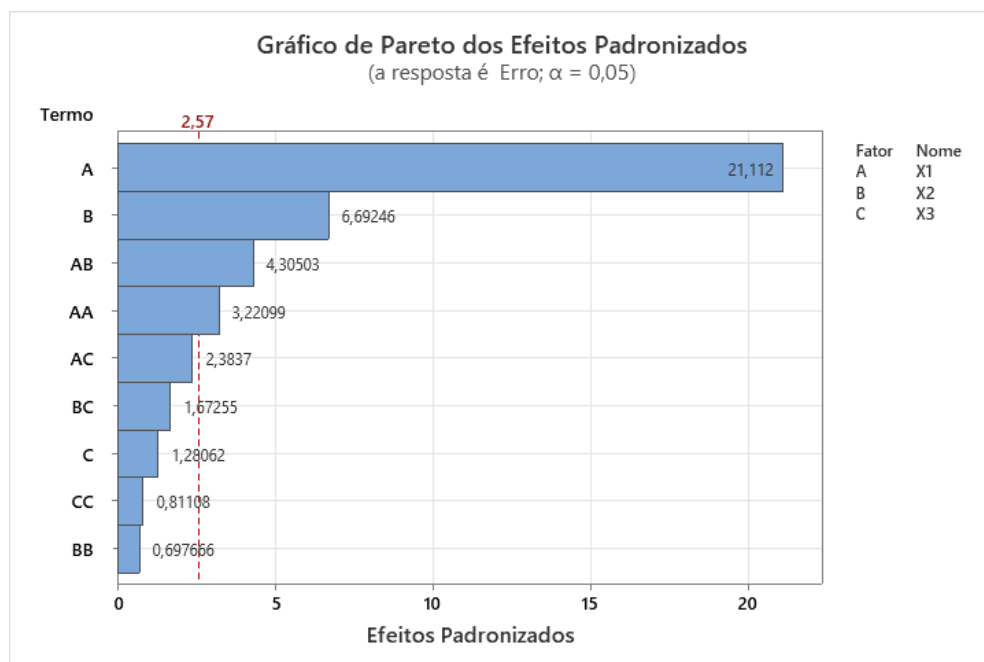


Figura 54: Gráfico de Pareto dos efeitos padronizados para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.

Pela Tabela 27 e Figura 54, percebe-se que a influência da temperatura do fluido (x_1) e da vazão do escoamento (x_2) na variável de resposta são estatisticamente significativas. Adicionalmente, a parcela quadrática da temperatura do fluido (x_1^2) e interação entre a temperatura do fluido e a vazão do escoamento ($x_1 \cdot x_2$) influenciam o modelo de 2ª ordem estimado para a variável de resposta.

O modelo matemático que descreve a relação entre os fatores de controle e a variável de resposta obtido foi:

$$\begin{aligned} Erro = & 0,001097 + 0,000342x_1 - 0,000108x_2 + 0,000021x_3 \quad (43) \\ & + 0,000077x_1^2 - 0,000017x_2^2 - 0,000019x_3^2 \\ & + 0,000099x_1x_2 - 0,000055x_1x_3 \\ & + 0,0000038x_2x_3 \end{aligned}$$

Este modelo apresentou uma boa adequação com um coeficiente de determinação R^2 de 99,07% conforme explicitado abaixo:

Tabela 28: Estatística R-quadrado para o medidor de vazão do tipo deslocamento positivo.

S	R^2
$4,58 \times 10^{-5}$	99,07%

A partir da Metodologia de Superfície de Resposta, é possível observar a variável de resposta. As Figuras 55 a 57 apresentam os resultados do modelo matemático detalhado na eq. (43) considerando a variação da temperatura do fluido e da vazão do escoamento para o BSW igual a 0 % v/v, 5 % v/v e 10 % v/v.

Não Codificado			Vazão										
			35 m³/h	38 m³/h	41 m³/h	44 m³/h	47 m³/h	50 m³/h	53 m³/h	56 m³/h	59 m³/h	62 m³/h	65 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,080 %	0,079 %	0,077 %	0,076 %	0,075 %	0,074 %	0,073 %	0,072 %	0,071 %	0,071 %	0,071 %
	26,8 °C	-0,8	0,087 %	0,085 %	0,083 %	0,082 %	0,080 %	0,079 %	0,078 %	0,076 %	0,075 %	0,075 %	0,074 %
	28,6 °C	-0,6	0,095 %	0,093 %	0,090 %	0,088 %	0,086 %	0,085 %	0,083 %	0,081 %	0,080 %	0,079 %	0,078 %
	30,4 °C	-0,4	0,103 %	0,101 %	0,098 %	0,096 %	0,093 %	0,091 %	0,089 %	0,087 %	0,085 %	0,084 %	0,082 %
	32,2 °C	-0,2	0,112 %	0,109 %	0,106 %	0,103 %	0,101 %	0,098 %	0,096 %	0,093 %	0,091 %	0,089 %	0,087 %
	34 °C	0	0,122 %	0,118 %	0,115 %	0,112 %	0,109 %	0,106 %	0,103 %	0,100 %	0,098 %	0,095 %	0,093 %
	35,8 °C	+0,2	0,132 %	0,128 %	0,125 %	0,121 %	0,117 %	0,114 %	0,111 %	0,108 %	0,105 %	0,102 %	0,099 %
	37,6 °C	+0,4	0,143 %	0,139 %	0,135 %	0,131 %	0,127 %	0,123 %	0,119 %	0,116 %	0,112 %	0,109 %	0,106 %
	39,4 °C	+0,6	0,155 %	0,150 %	0,145 %	0,141 %	0,136 %	0,132 %	0,128 %	0,124 %	0,121 %	0,117 %	0,113 %
	41,2 °C	+0,8	0,167 %	0,161 %	0,157 %	0,152 %	0,147 %	0,142 %	0,138 %	0,134 %	0,129 %	0,125 %	0,122 %
	43 °C	+1,0	0,179 %	0,174 %	0,168 %	0,163 %	0,158 %	0,153 %	0,148 %	0,144 %	0,139 %	0,135 %	0,130 %

Figura 55: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 0 % v/v.

Não Codificado			Vazão										
			35 m³/h	38 m³/h	41 m³/h	44 m³/h	47 m³/h	50 m³/h	53 m³/h	56 m³/h	59 m³/h	62 m³/h	65 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,086 %	0,085 %	0,084 %	0,084 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,083 %	0,084 %	0,084 %
	26,8 °C	-0,8	0,092 %	0,091 %	0,090 %	0,089 %	0,088 %	0,087 %	0,087 %	0,086 %	0,086 %	0,086 %	0,086 %
	28,6 °C	-0,6	0,099 %	0,097 %	0,095 %	0,094 %	0,093 %	0,092 %	0,091 %	0,090 %	0,090 %	0,089 %	0,089 %
	30,4 °C	-0,4	0,106 %	0,104 %	0,102 %	0,100 %	0,099 %	0,097 %	0,096 %	0,095 %	0,094 %	0,093 %	0,092 %
	32,2 °C	-0,2	0,114 %	0,111 %	0,109 %	0,107 %	0,105 %	0,103 %	0,101 %	0,100 %	0,098 %	0,097 %	0,096 %
	34 °C	0	0,122 %	0,119 %	0,117 %	0,114 %	0,112 %	0,110 %	0,108 %	0,106 %	0,104 %	0,102 %	0,101 %
	35,8 °C	+0,2	0,131 %	0,128 %	0,125 %	0,122 %	0,119 %	0,117 %	0,114 %	0,112 %	0,110 %	0,108 %	0,106 %
	37,6 °C	+0,4	0,141 %	0,138 %	0,134 %	0,131 %	0,128 %	0,125 %	0,122 %	0,119 %	0,116 %	0,114 %	0,112 %
	39,4 °C	+0,6	0,151 %	0,147 %	0,144 %	0,140 %	0,136 %	0,133 %	0,130 %	0,127 %	0,124 %	0,121 %	0,118 %
	41,2 °C	+0,8	0,162 %	0,158 %	0,154 %	0,150 %	0,146 %	0,142 %	0,138 %	0,135 %	0,131 %	0,128 %	0,125 %
	43 °C	+1,0	0,174 %	0,169 %	0,165 %	0,160 %	0,156 %	0,152 %	0,148 %	0,144 %	0,140 %	0,136 %	0,133 %

Figura 56: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 5 % v/v.

Não Codificado			Vazão										
			35 m³/h	38 m³/h	41 m³/h	44 m³/h	47 m³/h	50 m³/h	53 m³/h	56 m³/h	59 m³/h	62 m³/h	65 m³/h
Codificado			-1,0	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2	0	+0,2	+0,4	+0,6	+0,8	+1,0
Temperatura	25 °C	-1,0	0,088 %	0,088 %	0,088 %	0,088 %	0,088 %	0,089 %	0,090 %	0,090 %	0,091 %	0,092 %	0,094 %
	26,8 °C	-0,8	0,093 %	0,092 %	0,092 %	0,092 %	0,092 %	0,092 %	0,092 %	0,093 %	0,093 %	0,094 %	0,094 %
	28,6 °C	-0,6	0,098 %	0,097 %	0,097 %	0,096 %	0,096 %	0,095 %	0,095 %	0,095 %	0,095 %	0,096 %	0,096 %
	30,4 °C	-0,4	0,104 %	0,103 %	0,102 %	0,101 %	0,100 %	0,100 %	0,099 %	0,099 %	0,098 %	0,098 %	0,098 %
	32,2 °C	-0,2	0,111 %	0,110 %	0,108 %	0,107 %	0,106 %	0,104 %	0,104 %	0,103 %	0,102 %	0,102 %	0,101 %
	34 °C	0	0,119 %	0,117 %	0,115 %	0,113 %	0,111 %	0,110 %	0,109 %	0,107 %	0,106 %	0,105 %	0,105 %
	35,8 °C	+0,2	0,127 %	0,124 %	0,122 %	0,120 %	0,118 %	0,116 %	0,114 %	0,113 %	0,111 %	0,110 %	0,109 %
	37,6 °C	+0,4	0,135 %	0,132 %	0,130 %	0,127 %	0,125 %	0,123 %	0,120 %	0,119 %	0,117 %	0,115 %	0,113 %
	39,4 °C	+0,6	0,145 %	0,141 %	0,138 %	0,135 %	0,133 %	0,130 %	0,127 %	0,125 %	0,123 %	0,121 %	0,119 %
	41,2 °C	+0,8	0,154 %	0,151 %	0,147 %	0,144 %	0,141 %	0,138 %	0,135 %	0,132 %	0,129 %	0,127 %	0,125 %
43 °C	+1,0	0,165 %	0,161 %	0,157 %	0,153 %	0,150 %	0,146 %	0,143 %	0,140 %	0,137 %	0,134 %	0,131 %	

Figura 57: Resultados do experimento para medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 10 % v/v.

A seguir são apresentados o gráfico de superfície e o gráfico de contorno do erro do medidor de vazão do tipo deslocamento positivo para cada uma das condições de BSW avaliadas. Para os gráficos de contorno, o erro foi codificado da seguinte forma:

	<	0,0008
	0,0008 –	0,0010
	0,0010 –	0,0012
	0,0012 –	0,0014
	0,0014 –	0,0016
	>	0,0016

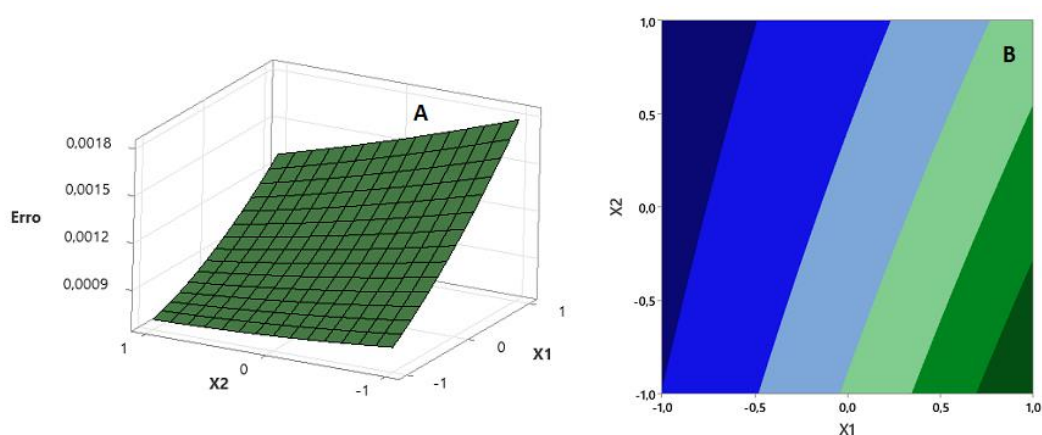


Figura 58: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 0 % v/v.

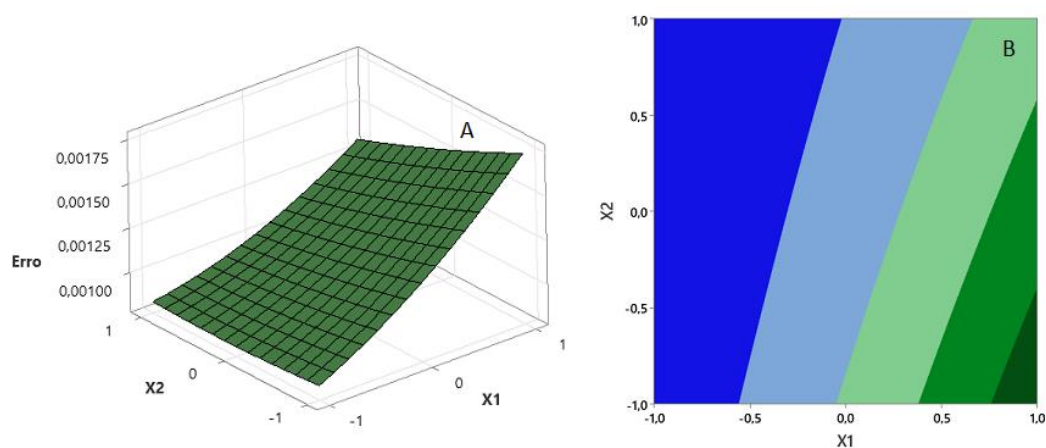


Figura 59: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 5 % v/v.

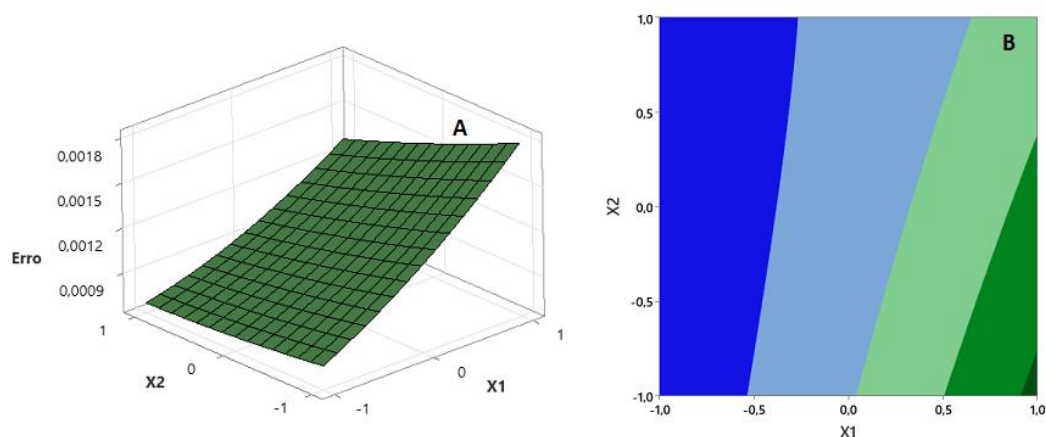


Figura 60: Gráfico de superfície (A) e gráfico de contorno (B) do erro do medidor de vazão do tipo deslocamento positivo na condição de BSW igual a 10 % v/v.

Conforme discutido no Capítulo 3, medidores de vazão do tipo deslocamento positivo por engrenagens ovais como o medidor de avaliado nesta dissertação funcionam a partir da discretização do escoamento em parcelas de volume conhecido através da atuação do próprio escoamento sobre um elemento rotativo. Para que o elemento rotativo possa cumprir seu papel, ou seja, transportar o volume discretizado da entrada do medidor de vazão para sua saída, é necessário que o elemento rotativo não esteja em contato com o casco do medidor, o que pode acarretar uma pequena parcela de volume (deslizamento).

Quanto maior o deslizamento, maior será o erro de medição. O deslizamento, é diretamente proporcional à viscosidade do fluido e a inversamente proporcional a vazão do escoamento, especialmente quando o medidor opera próximo ao limite mínimo de vazão no qual foi projetado.

Adicionalmente, o erro de medição pode ser impactado por alterações físicas no medidor de vazão devido a dilatação térmica dos materiais utilizados que levam à alteração do volume discretizado a cada rotação do elemento de medição.

Esta premissa é validada pelos resultados obtidos, pois o modelo matemático detalhado na eq. (43) indica como principais fatores de influência a temperatura do fluido (e sua parcela quadrática), a vazão do escoamento e interação linear entre a temperatura do fluido e a vazão do escoamento, sendo o maior erro (0,179 %) verificado para o maior nível de temperatura do fluido (43 °C) e para o menor nível de vazão do escoamento (35 m³/h).

7 Conclusões e recomendações

7.1 Conclusões

Esta pesquisa tinha por objetivo avaliar, por meio de Planejamento de Experimentos e da Metodologia de Superfície de Resposta, o desempenho metrológico de sistemas de medição de petróleo com medidor de vazão do tipo ultrassônico, Coriolis e deslocamento positivo quando submetido a diversas condições operacionais de BSW, temperatura do fluido e vazão do escoamento.

Para atingir este objetivo, inicialmente, realizou-se uma pesquisa quanto ao contexto regulatório brasileiro para sistemas de medição de petróleo e um estudo dos aspectos metrológicos e construtivos de cada tecnologia utilizada pelos medidores de vazão avaliados.

A partir da execução do experimento detalhado nesta dissertação, verificou-se que todas as tecnologias de medição avaliadas sofrem baixa influência do BSW na faixa de 0 % a 10 % v/v, sendo o erro de medição inferior a 0,2 % em quase todas as condições operacionais avaliadas.

Adicionalmente, pode-se comprovar que a influência dos fatores de controle avaliados na variável de resposta varia conforme a tecnologia de medição empregada pelo medidor de vazão. Entretanto, verificou-se que a temperatura do fluido é um parâmetro relevante na avaliação do desempenho metrológico de sistemas de medição de vazão de petróleo para todas as tecnologias de medição avaliadas.

Por último, conclui-se que o medidor de vazão do tipo Coriolis apresentou o menor erro dentre as tecnologias de medição avaliadas. Adicionalmente, deve-se evitar a utilização de medidores de vazão do tipo ultrassônico com escoamentos não completamente desenvolvidos ou em escoamento laminares.

7.2

Sugestões de trabalhos futuros

Com o objetivo de aprofundar as discussões quanto ao desempenho metrológico de sistemas de medição de petróleo, sugere-se a avaliação das seguintes questões:

1. Realizar experimento similar utilizando petróleo ao invés de óleo mineral;
2. Avaliar o desempenho metrológico de sistemas de medição de petróleo com outras tecnologias de medição, como por exemplo, medidores de vazão do tipo turbina;
3. Avaliar o desempenho metrológico de sistemas de medição de petróleo sob condições mais severas de BSW;
4. Realizar experimento similar com diversos modelos de uma mesma tecnologia de medição;
5. Avaliar a influência do número de Reynolds no metrológico de sistemas de medição de petróleo com medidor de vazão do tipo ultrassônico.

Referências bibliográficas

- 1 ANP. Royalties e outras participações, 2022. Participações governamentais consolidadas. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/arq-royalties/arquivos-participacoes-governamentais-consolidadas/>>. Acesso em: 12 de jun. de 2022.
- 2 ANP/INMETRO. Resolução Conjunta n.º 1, de 10 de junho de 2013. Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 12 de jun. 2013. Disponível em:<<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-conjunta-n-1-2013>>. Acesso em: 5 jan. 2022.
- 3 ANP. Resolução n.º 18, de 27 de março de 2014. Aprova o Regulamento Técnico de Notificação de Falhas de Sistemas de Medição de Petróleo e Gás Natural e Falhas de Enquadramento do Petróleo. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 01 de abr. 2014. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-18-2014>>. Acesso em: 5 jan. 2022.
- 4 ANP. Ofício Circular n.º 2/2021/NFP/ANP-e, de 19 de maio de 2021. Esclarecimentos complementares para a realização de rotinas e procedimentos relacionados ao cumprimento das exigências da Resolução ANP n.º 18/2014. Rio de Janeiro, 2021.
- 5 HALLANGER, A.; FRØYSA, K.-E; LUNDE, P. Fiscal measurement of oil with high water fraction. Phase 1: Sensitivity study for a turbine meter based fiscal metering station. Norwegian Society of Oil and Gas Measurement (NFOGM), 2007.

- 6 SKEA, A.F.; HALL, A.W.R. Effects of water in oil and oil in water on single-phase flowmeters, *Flow Measurement and Instrumentation*, v. 10, n. 3, p. 151-157, 1999. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0955598698000545>> Acesso em: 27 dez. 2021.
- 7 BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Brasília, DF. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/ConstituicaoCompilado.htm>. Acesso em: 16 mai. 2022.
- 8 BRASIL. Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 7 ago. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>. Acesso em: 16 mai. 2022.
- 9 BRASIL. Lei n.º 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 23 dez. 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm> . Acesso em: 16 mai. 2022.
- 10 ANP. Edital de Licitação – 17ª Rodada de Licitação de Blocos em Regime de Concessão, Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-andamento/17a->

rodada-licitacoes-blocos/arquivos/edital/edital.pdf >. Acesso em: 15 mai. 2022.

- 11 LIMA, P. C. R.. A Compensação Financeira pela Exploração Mineral no Brasil e no Mundo. Brasília, Câmara dos Deputados, 2007.
- 12 ANP. Resolução n.º 806, de 17 de janeiro de 2020. Regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 20 de jan. 2020. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-806-2020>>. Acesso em: 16 mai. 2022.
- 13 ANP. Resolução n.º 874, de 18 de abril de 2022. Estabelece os critérios para fixação do preço de referência do petróleo produzido mensalmente em cada campo. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 19 abr. 2022. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-874-2022>>. Acesso em: 16 mai. 2022.
- 14 ANP. Resolução n.º 875, de 18 de abril de 2022. Estabelece os critérios para fixação do preço de referência do gás natural produzido mensalmente em cada campo. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 19 abr. 2022. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-875-2022>>. Acesso em: 16 mai. 2022.
- 15 ANP. Resolução n.º 870, de 24 de março de 2022. Estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo e gás natural, da participação especial prevista no art.50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, em complementação ao Capítulo VII do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 25 mar. 2015.

Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-870-2022>>. Acesso em: 16 mai. 2022.

- 16 BRASIL. Decreto n.º 2.705, de 7 de agosto de 1998. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 4 ago. 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2705.htm> . Acesso em: 16 mai. 2022.
- 17 ANP. Portaria ANP n.º 143, de 25 de setembro de 1998. Estabelece os procedimentos referentes à apuração e ao pagamento aos proprietários de terra da participação a estes devida nos termos do art. 52 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 28 set. 1998. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/portaria-tecnica-n-143-1998>>. Acesso em: 16 mai. 2022.
- 18 ANP. Edital de Licitação – 6ª Rodada de Licitação de Blocos em Regime de Partilha de Produção, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/partilha-de-producao/6a-rodada-partilha-producao-pre-sal/arquivos/edital/edital.pdf>>. Acesso em: 15 mai. 2022.
- 19 ANP. Edital de Licitação – 1ª Rodada de Licitação de Blocos em Regime de Partilha de Produção, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/partilha-de-producao/1a-rodada-partilha-producao-pre-sal/arquivos/edital/edital.pdf>>. Acesso em: 15 mai. 2022.

- 20 LIMA, P. C. R.. As participações governamentais, a importância de uma política para o excedente em óleo e o fundo social. Brasília, Câmara dos Deputados, 2013.
- 21 BRASIL. Lei n.º 12.304, de 2 de agosto de 2010. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 3 ago. 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12304.htm> . Acesso em: 16 mai. 2022.
- 22 OLIVEIRA, T.B.V. de. Avaliação metrológica do desempenho do medidor tipo v-cone para medição de vazão de gás úmido. Rio de Janeiro, 2010. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- 23 ANP/INMETRO. Portaria Conjunta n.º 1, de 19 de junho de 2000. Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 20 de jun. 2000. Disponível em:< <https://atosoficiais.com.br/anp/portaria-conjunta-n-1-2000>>. Acesso em: 5 jan. 2022.
- 24 ARANTES, W. F. Avaliação metrológica da comparação interlaboratorial da calibração de medidores ultra-sônicos. Rio de Janeiro, 2007. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- 25 CARVALHO, L.S. de. Gestão da função metrológica em uma unidade de exploração e produção de óleo e gás natural: desafios e oportunidades. Rio de Janeiro, 2011. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

- 26 ABNT. NBR ISO 10012: Sistemas de gestão de medição - Requisitos para os processos de medição e equipamentos de medição. Rio de Janeiro, 2004.
- 27 ALMEIDA, F.C de. et al. Design of experiments to analyze the influence of water content and meter factor on the uncertainty of oil flow measurement with ultrasonic meters, Flow Measurement and Instrumentation, 2019, v. 70, n. 101627. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0955598619302638>>. Acesso em: 31 de jul. de 2022.
- 28 ANP. Resolução n.º 65, de 10 de dezembro de 2014. Aprova o Regulamento Técnico de Envio de Dados de Produção e Movimentação de Petróleo, Gás Natural e Água, anexo à presente Resolução, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados no envio dos dados e informações dos sistemas de medição de produção e movimentação de petróleo, gás natural e água, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 11 de dez. 2014. Disponível em <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-65-2014>>. Acesso em: 5 jan. 2022.
- 29 ANP. Resolução n.º 17, de 18 de março de 2015. Aprova o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção (ANEXO I), o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção (ANEXO II) e o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção (ANEXO III), anexos à presente Resolução. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 20 mar. 2015. Disponível em <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-17-2015>>. Acesso em: 5 jan. 2022.
- 30 INMETRO. Portaria n.º 291, de 07 de julho de 2021. Aprova o Regulamento Técnico Metrológico consolidado para sistemas de

medição dinâmica equipados com medidores para quantidades de líquidos. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 13 jul. 2021. Disponível em <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002800.pdf>>. Acesso em: 5 jan. 2022.

- 31 INMETRO. NIT-SEFLU-014: Verificação inicial de sistemas de medição conforme a Portaria Inmetro nº 64/2003. Xerém, RJ, 2018.

- 32 BRASIL. Lei n.º 9.847, de 26 de outubro de 1999. Dispõe sobre a fiscalização das atividades relativas ao abastecimento nacional de combustíveis, de que trata a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, estabelece sanções administrativas e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 27 out. 2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9847.htm> . Acesso em: 16 mai. 2022.

- 33 ANP. Despacho Decisório nº 2/2021/NFP, de 21 de maio de 2021. Dosimetria aplicável a infrações relativas ao Regulamento Técnico de Medição. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao/processos-sancionadores/notas-tecnicas/despacho-decisorio-2-2021-nfp.pdf>> . Acesso em: 27 jun. 2022.

- 34 VILANOVA, L.C. Mecânica dos Fluidos. 3ª Edição. Santa Maria, Colégio Técnico Industrial de Santa Maria – Curso em Automação Industrial, 2011. Disponível em: <https://www.ufsm.br/app/uploads/sites/413/2018/11/12_mecanica_fluidos.pdf> Acesso em: 12 jun. 2022.

- 35 BASU, S. Plant Flow Measurement and Control Handbook – Fluid, Solid, Slurry and Multiphase Flow. [s. l.], Academic Press, 2019. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/book/9780128124376/plant-flow-measurement-and-control-handbook>> Acesso em: 7 jan. 2022.

- 36 ABNT. NBR 16020: Medição eletrônica de líquidos — Computadores de vazão. Rio de Janeiro, 2011.
- 37 TOKIO KEIKI. Products, 2022. Ultrasonic Flowmeter UFL-30. Disponível em: <<https://www.tokyoikeiki.jp/e/products/detail.html?pdid=177>>. Acesso em: 7 jan. 2022.
- 38 COELHO, F.B. Influência do desenvolvimento do perfil de velocidade na medição de vazão pelo medidor ultrassônico do tipo clamp-on com dois canais. Rio de Janeiro, 2017. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- 39 SALGADO, A. L. Análise Experimental da Variabilidade Induzida Por Acidentes de Linha na Medição de Vazão Ultrassônica Por Tempo de Trânsito. Vitória, 2009. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal do Espírito Santo.
- 40 FERREIRA, A.L.A.S. Tecnologia Ultrassônica na Medição de Vazão em Escoamentos Incompressíveis. Rio de Janeiro, 2010. Tese de Doutorado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- 41 ISO. ISO 12242:2012 Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic transit-time meters for liquid. Genebra, 2012.
- 42 CARLANDER, C.; DELSIN, J. Installation Effects on a Ultrasonic Flow Meter. In: Proceedings of the 9th flow measurement conference (FLOMEKO98). Lund, 1998. Disponível em: <<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1011415/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 5 jan. 2022.

- 43 KUMAR, K.; FARANDE, K.; SAHOO, G. Installation Effects of a Clamp-On Transit Time Ultrasonic Flow Meter. *International Journal of Fluid Mechanics Research*, 2011. v. 38. p. 489-498.

- 44 FUNCK, B.; BALDWIN, P. Challengens for ultrasonic flow meters in wet gas applications. FLEXIM. Berlim, 2012. Disponível em: <
https://nfogm.no/wp-content/uploads/2014/02/FLEXIM-GmbH-2012-NFOGM_01.pdf>. Acesso em: 5 jan. 2022.

- 45 FERREIRA, G. A. A. Caracterização metrológica de um medidor clamp-on para calibração “in situ” de medidor de vazão em escoamento em desenvolvimento. Rio de Janeiro, 2015. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

- 46 SANTOS, W.J. dos. Análise da influência da viscosidade na medição de vazão de petróleo por medidores ultrassônicos Rio de Janeiro, 2016. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

- 47 ZHANG, H.; GUO, C.; LIN, J. Effects of Velocity Profiles on Measuring Accuracy of Transit-Time Ultrasonic Flowmeter. *Applied Sciences*, 2019, v. 9, n. 8 (1648).

- 48 BO, Y.; LI, C.; YUPIN, L. Forced oscillation to reduce zero flow error and thermal drift for non-reciprocal operating liquid ultrasonic flow meters. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2011, v. 22, n. 4, p. 257-264. Disponível em: <
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095559861100032X>>. Acesso em: 5 jan. 2022.

- 49 WILLATZEN, M. Ultrasonic flowmeters: temperature gradients and transducer geometry effects, *Ultrasonics*, 2003, v. 41, n. 2, p. 105-114. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0041624X02004298>
>. Acesso em: 5 jan. 2022.

- 50 QIN, L. et al. Application of extreme learning machine to gas flow measurement with multipath acoustic transducers. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2016, v. 49, p. 31-39. Willatzen, M. Ultrasonic flowmeters: temperature gradients and transducer geometry effects, *Ultrasonics*, 2003, v. 41, n. 2, p. 105-114. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0955598616300231>>. Acesso em: 5 jan. 2022.
- 51 WU, J. et al. A highly accurate ultrasonic ranging method based on onset extraction and phase shift detection, *Measurement*, 2014, v. 47, p. 433-441. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224113004636>>. Acesso em: 5 jan. 2022.
- 52 ABNT. NBR 16084: Medição de vazão de fluidos em condutos fechados — Orientação para a seleção, instalação e uso de medidores Coriolis (medições de vazão mássica, massa específica e vazão volumétrica). Rio de Janeiro, 2012.
- 53 API. MPMS 5.6: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5.6 – Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters. Washington D. C., 2002.
- 54 WANG, T.; BAKER, R. Coriolis flowmeters: a review of developments over the past 20 years, and an assessment of the state of the art and likely future directions. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2014, v. 40, p. 99-123. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0955598614001149>>. Acesso em: 13 jan. 2022.

- 55 HUSSAIN, Y. et al. Device for measuring the mass rate of flow. Depositante: Krohne AG. US2007151368A1. Depósito: 07 dez. 2006. Concessão: 15 mar. 2015. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US2007151368A1/>>. Acesso em: 13 jan. 2022.
- 56 BARGER, M. et al. Coriolis mass flow controller. Depositante: Emerson Electric Co. US20030131668A1. Depósito: 27 jan. 2003. Concessão: 03 ago. 2003. Expiração: 07 jun. 2019. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US20030131668A1/>>. Acesso em: 13 jan. 2022.
- 57 GUPTA, P.; SRINIVASAN, K.; PRABHU, S.V. Tests on various configurations of Coriolis mass flowmeters. Tests on various configurations of Coriolis mass flowmeters. Measurement, 2006, v. 39, n. 4, p. 296-307. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263224105001478>>. Acesso em: 14 jan. 2022.
- 58 DAKIĆ, B.M. et al. A novel fiber-optic mass flow sensor. Key Engineering Materials, 2013; v. 543, p. 231-234.
- 59 FLECKEN, P.; ABILDGAARD, N. Mass flow meter operating by the Coriolis principle. Depositante: Endress and Hauser Flowtec AG. US4768384A. Depósito: 22 set. 1987. Concessão: 06 set. 1988. Expiração: 22 set. 2007. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US4768384A/>>. Acesso em: 15 jan. 2022.
- 60 KEITA, M.; BITTO, E. Coriolis-type mass flow sensor. Depositante: Endress and Hauser Flowtec AG. US5796011A. Depósito: 13 nov. 1996. Concessão: 18 ago. 1998. Expiração: 19 jul. 2014. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US5796011A/>>. Acesso em: 13 jan. 2022.

- 61 NAKAO, Y. et al. Arch-shaped tube type Coriolis meter and method for determining shape of the Coriolis meter. Depositante: Oval Corp. US20040040387A1. Depósito: 25 jun. 2002. Concessão: 12 out. 2004. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US20040040387A1/>>. Acesso em: 15 jan. 2022.
- 62 HUSSAIN, Y.A.; ROLPH, C.N. Mass flow meter. Depositante: Krohne. US5476013A. Depósito: 15 jun. 1994. Concessão: 19 dez. 1995. Expiração: 19 dez. 2012. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US5476013A/>>. Acesso em: 15 jan. 2022.
- 63 ANKLIN, M.; DRAHM, W.; RIEDER, A. Coriolis mass flowmeters: Overview of the current state of the art and latest research. Flow Measurement and Instrumentation, 2006, v. 17, n. 6, p. 317-323. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0955598606000379>>. Acesso em: 13 jan. 2022.
- 64 CLEVE, C.B.V.; BELL, M.J. Split balance weights for eliminating density effect on flow. Depositante: Micro Motion Inc. US7597007B2. Depósito: 01 jul. 2004. Concessão: 10 out. 2009. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US7597007B2/>>. Acesso: 15 jan. 2022.
- 65 MILLS, C. The consistency of pressure effects between three identical Coriolis flow meters, Flow Measurement and Instrumentation, 2021, v. 80, n. 102001. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0955598621001084>>. Acesso em: 13 jan. 2022.

- 66 BELHADJ, A; CHEESEWRIGHT, R.; CLARK, C. The Simulation of Coriolis Meter Response to Pulsating Flow Using a General Purpose F.E. Code, *Journal of Fluids and Structures*, 2000, v. 14, n. 5, p. 613-634. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0889974600902871>>. Acesso em: 13 jan. 2022.

- 67 ECKERT, G. et al. Coriolis mass/flow density meter. Depositante: Endress and Hauser Flowtec AG. US6513393. Depósito: 02 dez. 1999. Concessão: 04 fev. 2003. Expiração: 02 dez. 2019. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US6513393B1/>>. Acesso: 15 jan. 2022.

- 68 KUMAR, V.; ANKLIN, M.; SCHWENTER, B. Fluid-structure interaction (fsi) simulations on the sensitivity of Coriolis flow meter under low Reynolds number flows. In: *Proceedings of the 15th flow measurement conference (FLOMEKO2010)*. Taipei, 2010. Disponível em: <<https://www.imeko.org/publications/tc9-2010/IMEKO-TC9-2010-077.pdf>>. Acesso em: 13 jan. 2022.

- 69 METROVAL. Catálogo – Medidor de Engrenagens Ovais – Série OaP. [S. l.: s. n.], [s. d.]. Disponível em: <<https://metroval.com.br/wp-content/uploads/2019/02/Catalogo-Medidores-de-Deslocamento-Positivo-Camara-Dupla-Serie-OaP.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2022.

- 70 ISO. ISO 2174: Liquid hydrocarbons – Volumetric measurement by displacement meter. Genebra, 2017.

- 71 RIBEIRO, J. What are Positive Displacement Flowmeters?. FLOMEC, 2020. Disponível em: <<https://www.flomec.com.au/blogs/articles/what-are-positive-displacement-flowmeters>>. Acesso em: 19 de jan. de 2022.

- 72 RIBEIRO, M.A. Medição de Vazão Fundamentos e Aplicações. 5ª Edição. Salvador, Tek Treinamento & Consultoria Ltda, 2003.

- 73 MONTGOMERY, D. C. Introdução ao controle estatístico da qualidade. 7ª edição. Rio de Janeiro, LTC, 2016.
- 74 GUERRA, M.J.P. et al. Design of experiments for optimising acceptance calibration criteria for pressure and temperature transmitters of gas flowmeters. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, v. 58, p. 26-33. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510018303329>>. Acesso em: 27 de jan. de 2022.
- 75 SENDEL-TURK, C.T. et al. Box-Behnken design optimization and in vitro cell based evaluation of piroxicam loaded core-shell type hybrid nanocarriers for prostate cancer. *Journal of Pharmaceutical and Biomedical Analysis*, 2022, v. 216, n. 114799.
- 76 SIBIYA, N.P. et al. Response surface optimisation of a magnetic coagulation process for wastewater treatment via Box-Behnken, *Materials Today: Proceedings*, 2022, v. 62-1, p. S122-S126. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S221478532200671X>>. Acesso em: 27 de jan. de 2022.
- 77 GALDÁMEZ, E. V. C. Aplicação das técnicas de planejamento e análise de experimentos na melhoria da qualidade de um processo de fabricação de produtos plásticos. São Carlos, 2002. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.
- 78 TAHARA, S.; ROZENFELD, H. Planejamento de Experimentos (DOE). Portal de Conhecimentos, 2014. Disponível em: <<http://www5.eesc.usp.br/portaldeconhecimentos/index.php/por/Conteudo/Planejamento-de-Experimentos-DOE>>. Acesso em: 27 de jan. de 2022.

- 79 AHMADI, S.; KHORMALI, A.; KHOUTORIANSKY, F.M. Optimization of the demulsification of water-in-heavy crude oil emulsions using response surface methodology. *Fuel*, 2022, v. 323, n. 124270. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236122011231>>. Acesso em: 28 de jan. de 2022.

- 80 NETO, B. B.; SCARMINIO, I. S.; BRUNS, R. E. Como fazer experimentos. Campinas, Editora da Unicamp, 2003.

- 81 COCHRAN, W. G.; COX, G. M. Experimental designs. 2ª ed., Nova York, Willey, 1992.

- 82 MANOHAR, M. et al. Application of Box Behnken design to optimize the parameters for turning Inconel 718 using coated carbide tools. *International Journal of Scientific & Engineering Research*, 2013, v. 4, n. 4, p. 620-644.

- 83 FERREIRA, S.L.C et al. Box–Behnken design: An alternative for the optimization of analytical methods. *Analytica Chimica Acta*, 2017, v. 597, p. 179–186.

- 84 INMETRO. Rede Brasileira de Calibração (RBC). Escopo da Acreditação n.º 162. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/laboratorios/rbc/detalhe_laboratorio.asp?num_certificado=162&situacao=AT&area=VAZ%C3O%20E%20VELOCIDADE%20DE%20FLUIDOS>. Acesso em: 10 ago. 2022.

- 85 ANP. Portal do Operador. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/groups/me/reports/ac00a74c-1970-45f7-b7da-5b6e0ce39d68/ReportSection?ctid=4499f4ff-24a6-4b42-b7ef-124afcadc913>>. Acesso em: 10 ago. 2022.

- 86 API. MPMS 11.1: Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 11.1 – Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils. Washington D. C., 2004.