



**Luiz Octavio Vieira Pereira**

**Metodologia de verificação de desempenho de medidores de vazão de fluido multifásico na medição para apropriação na indústria de óleo e gás natural**

**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: Prof. Alcir de Faro Orlando

Rio de Janeiro  
Setembro de 2018



**Luiz Octavio Vieira Pereira**

**Metodologia de verificação de desempenho de medidores de vazão de fluido multifásico na medição para apropriação na indústria de óleo e gás natural**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Alcir de Faro Orlando**

Orientador

Programa de Pós-graduação em Metrologia - PUC-Rio

**Prof. Elcio Cruz de Oliveira**

Programa de Pós-graduação em Metrologia - PUC-Rio

**Prof. Rogério Ramos**

Universidade Federal do Espírito Santo – UFES

**Maria Helena Farias**

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

**Prof. Márcio da Silveira Carvalho**

Coordenador(a) Setorial de Pós-Graduação do  
Centro Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 14 de setembro de 2018

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

### **Luiz Octavio Vieira Pereira**

Formado em Engenharia Química pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil em 2006. Químico de Petróleo no Centro de Pesquisas da Petrobras. Coordena projetos de pesquisas na área de processamento primário e medição de fluidos para produção de petróleo e gás natural.

#### Ficha Catalográfica

Pereira, Luiz Octavio Vieira

Metodologia de verificação de desempenho de medidores de vazão de fluido multifásico na medição para apropriação na indústria de óleo e gás natural / Luiz Octavio Vieira Pereira ; orientador: Alcir de Faro Orlando. – 2018.

205 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro Técnico Científico, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, 2018.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Metrologia para Qualidade e Inovação – Teses. 3. Medição multifásica. 4. Medição para apropriação. 5. Petróleo e gás. 6. Incerteza de medição. 7. Separador de testes. I. Orlando, Alcir de Faro. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Centro Técnico Científico. Programa de Pós-Graduação em Metrologia. III. Título.

CDD: 389.1

## Agradecimentos

Primeiramente, à Deus, por tudo que sou e tenho, e que sem ele nada disso seria possível.

Aos meus pais pelo carinho e amor que forjaram o que sou.

À minha amada Claudia, cujo amor me inspira a ser alguém melhor todos os dias. À minhas filhas, Ana Clara e Júlia, que são presentes de Deus para alegrar minha vida.

Ao professor Dr. Alcir de Faro Orlando, meu orientador, pela confiança, paciência, incentivo, amizade e orientação.

À PUC e ao programa de pós-graduação em Metrologia pela bolsa e pelo conhecimento recebido.

À Petrobras pelo incentivo e pela liberação para participação dessa pós-graduação.

Aos colegas Luiz Augusto, Fabio Dutra, Leonardo Santiago e Rafael Alves pela ajuda na difícil missão de trabalhar e estudar.

À Márcia Ribeiro e Paula Guimarães, da equipe administrativa do Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio.

## Resumo

Pereira, Luiz Octavio Vieira; Orlando, Alcir de Faro. **Metodologia de verificação de desempenho de medidores de vazão de fluido multifásico na medição para apropriação na indústria de óleo e gás natural**. Rio de Janeiro, 2018. 205p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O medidor de vazão de fluido multifásico (MM) se desenvolveu impulsionado principalmente pela necessidade da indústria de óleo e gás em medir a vazão da produção dos poços que comumente é composta por petróleo, gás e água. Em outubro de 2015, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou o Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água que apresenta os requisitos através de planos que as empresas operadoras de óleo e gás precisam preparar e submeter para obter a autorização para aplicar o MM na medição para apropriação. Contudo, esse regulamento não especifica a metodologia que deve ser utilizada no denominado plano de verificação de desempenho para avaliar desempenho do MM no campo, cabendo a cada operadora desenvolver a sua metodologia para esse fim e apresentar a ANP. Este trabalho propõe e aplica uma metodologia para verificação de desempenho para MM com resultados de testes realizados em laboratório com fluidos reais e em campo de produção de petróleo e gás. É observado que testes com tempo curto de duração, inferior a 1000 segundos, tendem a gerar incertezas mais elevadas do que testes com longa duração, com mais de 1000 segundos, como os realizados na plataforma. Sendo assim, os resultados de incerteza de medição maiores gerados no laboratório com tempos de integração curtos podem ser considerados mais conservativos que os resultados dos testes realizados na plataforma.

## Palavras-chave

Metrologia; medição multifásica; medição para apropriação; petróleo e gás; incerteza de medição; verificação de desempenho; separador de testes; MPFM; calibração in-situ.

## Abstract

Pereira, Luiz Octavio Vieira; Orlando, Alcir de Faro (Advisor). **Performance verification methodology of multiphase flow meters in allocation measurement in the oil & gas industry**. Rio de Janeiro, 2018. 205p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The multiphase flowrate (MM) was driven by the necessity of the oil and gas industry to measure the production flow of the wells that are commonly composed of oil, gas and water. In October 2015, the National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) published the Technical Regulation for Measurement of Multiphase Fluid for Petroleum, Natural Gas and Water produced, which presents the requirements through plans that oil and gas companies need to prepare and submit for authorization to apply the MM in the measurement for allocation. However, this regulation does not specify the methodology that should be used in the so-called performance verification plan to evaluate the performance of the MM in the field, it being incumbent on each operator to develop its methodology for this purpose and present the ANP. This work proposes and applies a methodology for performance verification for MM with test results performed in the laboratory with real fluids and in oil & gas field. It was observed that short duration tests, below 1000 seconds, tend to generate higher uncertainties than long tests, higher than 1000 seconds, such as those performed on the platform. Thus, the higher measurement uncertainty results generated in the laboratory with short integration times can be considered more conservative than the results of the tests performed in the platform.

## Keywords

Metrology; multiphase flow measurement; appropriation; oil and gas; measurement uncertainty; performance verification; in-situ calibration; test separator; MPFM.

## Sumário

1	Introdução .....	31
1.1.	Definição do problema de pesquisa.....	32
1.2.	Motivação .....	33
1.3.	Objetivos gerais e objetivos específicos .....	35
1.4.	Metodologia.....	35
1.5.	Estrutura da dissertação .....	36
2	Fundamentação teórica e regulatória .....	37
2.1	Medição fiscal e medição para apropriação .....	37
2.2	Escoamento multifásico .....	40
2.3	Classificação dos medidores de vazão de fluido multifásico .....	42
2.4	Separadores de teste x medidores multifásicos .....	43
2.5	Metodologias de Verificação de desempenho do MM .....	46
2.6	MM utilizado neste trabalho.....	49
2.6.1	Venturi .....	51
2.6.2	Sensores Capacitivos e Indutivos .....	52
2.6.3	Correlação cruzada .....	52
2.6.4	Densitômetro de raios gama.....	53
2.6.5	Cálculos do medidor multifásico.....	54
3	Metodologia de avaliação .....	56
3.1	Erro de medição .....	56
3.2	Repetibilidade .....	57
3.3	Incerteza de medição .....	60
3.3.1	Fatores que influenciam a incerteza do MM .....	62
3.3.2	Cálculo da incerteza da medição de vazão de líquido e teor de água do MMX em laboratório.....	63
3.3.3	Cálculo da incerteza da medição de vazão de óleo do MMX no laboratório .....	65

3.3.4 Cálculo da incerteza da medição de vazão de gás do MMX em laboratório .....	67
3.3.5 Cálculo da incerteza da medição de vazão de líquido do MMX na Plataforma .....	68
3.3.6 Cálculo da incerteza da medição de vazão de óleo do MMX na Plataforma.....	69
3.3.7 Cálculo da incerteza da medição de teor de água do MMX na Plataforma.....	70
3.3.8 Cálculo da incerteza da medição de vazão de gás do MMX na Plataforma.....	72
4 Procedimento Experimental.....	74
4.1 Bancada de teste em laboratório.....	74
4.1.1 Medidores de referência do teste do laboratório .....	77
4.1.1.1 Medidor de vazão de líquido do tipo Coriolis FT-122301A.....	77
4.1.1.2 Medidor de vazão de gás do tipo Coriolis FT-100 .....	77
4.1.1.3 Medidor de teor de água referência .....	78
4.1.2 Fluidos utilizados nos testes .....	78
4.1.3 Matriz de testes em laboratório .....	79
4.2 Bancada de teste na plataforma.....	80
4.2.1 Medidores de referência do teste na plataforma.....	82
4.2.1.1 Medidor de vazão de óleo tipo turbina.....	82
4.2.1.2 Medidor de vazão de água tipo magnético .....	83
4.2.1.3 Medidor de vazão de gás tipo placa de orifício .....	83
4.2.2 Fluidos dos poços da plataforma .....	84
4.2.3 Poços testados.....	86
5 Resultados e análise.....	87
5.1 Análise de resultados dos testes de desempenho do MMX em laboratório .....	87
5.1.1 Referências dos testes de desempenho do MMX em laboratório	87
5.1.2 Apresentação dos resultados de erros de medição de vazão de líquido, teor de água e de óleo do MMX no laboratório.....	88
5.1.3 Apresentação dos resultados de erros de medição de vazão de gás do MMX em laboratório .....	93

5.1.4	Análise gráfica da repetibilidade da medição de vazão de líquido, gás e teor de água.....	95
5.1.5	Determinação da incerteza de medição do MMX no laboratório	100
5.1.5.1	Determinação da incerteza de medição de vazão de líquido e teor de água do MMX no laboratório.....	101
5.1.5.2	Determinação da incerteza de medição de vazão de óleo e vazão de gás nos testes do laboratório .....	105
5.2	Análise de resultados dos testes de desempenho do MMX na plataforma .....	109
5.2.1	Referências dos testes de desempenho do MMX na plataforma .....	109
5.2.2	Apresentação dos resultados de erros de medição de vazão de líquido, teor de água e de óleo do MMX na plataforma .....	109
5.2.3	Apresentação dos resultados de erros de medição de vazão de gás do MMX na plataforma .....	116
5.2.4	Análise gráfica da repetibilidade da medição de vazão de óleo e gás .....	117
5.2.5	Determinação da Incerteza do MMX na plataforma.....	122
5.2.5.1	Determinação da incerteza de medição de vazão de líquido e teor de água do MMX na plataforma.....	123
5.2.5.2	Determinação da incerteza de medição de vazão de óleo e vazão de gás nos testes na Plataforma.....	125
6	Conclusões e recomendações para trabalhos futuros .....	128
6.1	Conclusões.....	128
6.2	Recomendações para trabalhos futuros .....	132
7	Referências bibliográficas .....	133
	Apêndice A: Gráficos de repetibilidade do MMX e das referências na medição de óleo e gás dos testes em laboratório .....	140
	Apêndice B: Gráficos de repetibilidade do MMX e das referências na medição de óleo e gás dos poços da plataforma .....	186

## Lista de figuras

Figura 1 - Exemplo esquemático de dois campos ligados um ponto de medição fiscal compartilhada necessitando da medição para apropriação com o objetivo de determinar os volumes produzidos por campo e por poço.....	39
Figura 2 – Esquema de padrões de escoamento bifásico em tubulação vertical. ....	41
Figura 3 - Gráfico do acompanhamento do FR em base mensal de um MM instalado em um campo produtor de petróleo e gás.....	49
Figura 4- Foto do MMX instalado em uma estrutura de aço e sendo testado em laboratório.....	50
Figura 5 - Desenho esquemático da depressão de um tubo de Venturi com um elemento de medição de diferencial de pressão .....	51
Figura 6- Desenho esquemático de um par de sensores indutivos em fase contínua água.....	52
Figura 7 - Medição da velocidade do escoamento por correlação cruzada .....	53
Figura 8 - Desenho esquemático de um gama–densitômetro numa tubulação com escoamento multifásico.....	54
Figura 9 - Exemplo hipotético da mudança do volume de petróleo e gás com a mudança da condição de operação do MMX, para a condição do separador de testes e depois para a condição de referência .....	55
Figura 10 – Exemplo de curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo.....	59
Figura 11 - Diagrama de Ishikawa das grandezas que podem afetar incerteza de medição do MM .....	63
Figura 12 - Desenho esquemático do circuito multifásico do laboratório .....	76
Figura 13 - Desenho esquemático do desvio ( <i>by pass</i> ) construído a montante do separador de testes na plataforma.....	81
Figura 14 - Resultados de medição de vazão de líquido do MMX versus os resultados de medição de vazão de líquido da referência para cada teste realizado em laboratório. ....	89

Figura 15 - Resultados de medição de vazão de óleo do MMX versus os resultados de medição de vazão de óleo da referência para cada teste realizado em laboratório. ....	90
Figura 16 - Erros relativos de medição de vazão volumétrica de líquido e de óleo do MMX em cada teste .....	91
Figura 17 - Resultados de medição de teor de água do MMX versus os resultados de medição teor de água da referência para cada teste realizado em laboratório. ....	92
Figura 18 - Erros absolutos de medição de teor de água do MMX em cada teste.....	93
Figura 19 - Resultados de medição de vazão de gás do MMX versus os resultados de medição vazão de gás da referência para cada teste realizado com vazão de gás em laboratório. ....	94
Figura 20 - Erros relativos de medição de vazão volumétrica de gás do MMX em cada teste.....	95
Figura 21 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor tipo Coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de líquido do teste 20 .....	96
Figura 22 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão volumétrica de líquido do teste 20.....	97
Figura 23 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água referência na corrente líquida do teste 20 .....	97
Figura 24 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água no teste 20.....	98
Figura 25 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor referência coriolis FT-100 na medição de vazão de gás do teste 20 .....	99
Figura 26 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão volumétrica de gás do teste 20.....	99
Figura 27 - Incerteza relativa percentual do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de líquido para cada teste realizado no laboratório .....	102

Figura 28 - Incertezas absolutas do MMX e do medidor de teor de água de referência na medição de teor de água para cada teste realizado no laboratório com teor de água de até 56 % . . . . .	103
Figura 29 - Incertezas absolutas do MMX e do medidor de teor de água de referência na medição de teor de água para cada teste realizado no laboratório com teor de água acima de 56 % . . . . .	103
Figura 30 - Incerteza relativa percentual do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de óleo para cada teste realizado no laboratório com teor de água de até 56 % . . . . .	105
Figura 31 - Incerteza relativa percentual do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de óleo para cada teste realizado no laboratório com teor de água acima de 56 % . . . . .	106
Figura 32 - Incerteza percentual do MMX e do coriolis FT-100 na medição de vazão volumétrica de gás para cada teste realizado no laboratório . . . . .	107
Figura 33 - Resultados de medição de vazão de líquido do MMX versus os resultados de medição de vazão de líquido da referência para cada teste de poço . . . . .	111
Figura 34 - Resultados de medição de teor de água do MMX versus os resultados de medição de teor de água da referência para cada teste de poço . . . . .	112
Figura 35 - Resultados de medição de vazão de óleo do MMX versus os resultados de medição de vazão de óleo da referência para cada teste de poço . . . . .	113
Figura 36 - Erros relativos de medição de vazão volumétrica de líquido do MMX em cada poço . . . . .	114
Figura 37 - Erros absolutos de medição de teor de água do MMX em cada poço . . . . .	114
Figura 38 - Erro relativo da medição de vazão de óleo do MMX em cada poço da plataforma . . . . .	115
Figura 39 - Resultados de medição de vazão de gás do MMX versus os resultados de medição de vazão de gás da referência para cada teste de poço . . . . .	116
Figura 40 - Erro relativo de medição de vazão de gás do MMX em cada poço da plataforma . . . . .	117
Figura 41 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 16 . . . . .	118

Figura 42 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas com a placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 16 .....	119
Figura 43 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 16.....	120
Figura 44 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 16.....	121
Figura 45 - Incerteza relativa do MMX e do sistema de medição do separador na medição de vazão de líquido dos poços da plataforma .....	123
Figura 46 - Incerteza absoluta do MMX e do sistema de medição do separador na medição de teor de água dos poços da plataforma .....	124
Figura 47 - Incerteza relativa do MMX e turbina na medição de vazão de óleo dos poços da plataforma.....	126
Figura 48 - Incertezas relativas do MMX e placa de orifício na medição de vazão de gás dos poços da plataforma .....	127
Figura 49 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 11.....	140
Figura 50 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 11 .....	140
Figura 51 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do teste 11 .....	141
Figura 52 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 11.....	141
Figura 53 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 12A .....	142
Figura 54 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 12A.....	142

Figura 55 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 12A.....	143
Figura 56 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 12A.....	143
Figura 57 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 16.....	144
Figura 58 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 16.....	144
Figura 59 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 16.....	145
Figura 60 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 16.....	145
Figura 61 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 16.....	146
Figura 62 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 16.....	146
Figura 63 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 18.....	147
Figura 64 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor teor de água na medição de teor de água do teste 18.....	147
Figura 65 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 18.....	148
Figura 66 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 18.....	148
Figura 67 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 18.....	149

Figura 68 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 18.....	149
Figura 69 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 19.....	150
Figura 70 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 19.....	150
Figura 71 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 19.....	151
Figura 72 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 19.....	151
Figura 73 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 19.....	152
Figura 74 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 19.....	152
Figura 75 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 19A.....	153
Figura 76 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 19 <sup>a</sup> .....	153
Figura 77 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 19A.....	154
Figura 78 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 19A.....	154
Figura 79 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 20.....	155
Figura 80 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 20.....	155

Figura 81 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 20 .....	156
Figura 82 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 20 .....	156
Figura 83 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 20.....	157
Figura 84 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 20.....	157
Figura 85 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 21.....	158
Figura 86 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 21 .....	158
Figura 87 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 21 .....	159
Figura 88 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 21.....	159
Figura 89 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 22A .....	160
Figura 90 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 22A.....	160
Figura 91 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 22 <sup>a</sup> .....	161
Figura 92 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 22A .....	161
Figura 93 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 25.....	162

Figura 94 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 25 .....	162
Figura 95 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 25 .....	163
Figura 96 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 25 .....	163
Figura 97 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água de gás do teste 25 .....	164
Figura 98 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 25 .....	164
Figura 99 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 25A .....	165
Figura 100 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 25A .....	165
Figura 101 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 25A .....	166
Figura 102 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 25A .....	166
Figura 103 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 26 .....	167
Figura 104 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 26 .....	167
Figura 105 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 26 .....	168
Figura 106 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 26 .....	168

Figura 107 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 26.....	169
Figura 108 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 26.....	169
Figura 109 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 29.....	170
Figura 110 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 29.....	170
Figura 111 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 29.....	171
Figura 112 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 29.....	171
Figura 113 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 29.....	172
Figura 114 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 29.....	172
Figura 115 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 33A.....	173
Figura 116 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 33A.....	173
Figura 117 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 33A.....	174
Figura 118 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 33A.....	174
Figura 119 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 43.....	175

Figura 120 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 43	175
Figura 121 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 43	176
Figura 122 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 43	176
Figura 123 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 43	177
Figura 124 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 43	177
Figura 125 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 43A	178
Figura 126 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 43A	178
Figura 127 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 43A	179
Figura 128 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 43A	179
Figura 129 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 45	180
Figura 130 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 45	180
Figura 131 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 45	181
Figura 132 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 45	181

Figura 133 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 45.....	182
Figura 134 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 45.....	182
Figura 135 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 47.....	183
Figura 136 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 47 .....	183
Figura 137 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 47 .....	184
Figura 138 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 47 .....	184
Figura 139 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 47.....	185
Figura 140 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 47.....	185
Figura 141 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 04 .....	186
Figura 142 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 04 .....	186
Figura 143 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 04.....	187
Figura 144 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da MMX na medição de vazão de gás do poço 04.....	187
Figura 145 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 09 .....	188

Figura 146 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 09 .....	188
Figura 147 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 09.....	189
Figura 148 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 09.....	189
Figura 149 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 13 .....	190
Figura 150 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 13 .....	190
Figura 151 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 13.....	191
Figura 152 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 13.....	191
Figura 153 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 14 .....	192
Figura 154 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 14 .....	192
Figura 155 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 14.....	193
Figura 156 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 14.....	193
Figura 157 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 16 .....	194
Figura 158 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 16 .....	194

Figura 159 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 16.....	195
Figura 160 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 16.....	195
Figura 161 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 24 .....	196
Figura 162 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 24 .....	196
Figura 163 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 24.....	197
Figura 164 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 24.....	197
Figura 165 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 31 .....	198
Figura 166 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 31 .....	198
Figura 167 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 31 .....	199
Figura 168 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 31.....	199
Figura 169 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 51 .....	200
Figura 170 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 51 .....	200
Figura 171 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 51 .....	201

Figura 172 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 51 .....	201
Figura 173 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 53.....	202
Figura 174 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 53 .....	202
Figura 175 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 53.....	203
Figura 176 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 53.....	203
Figura 177 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 54 .....	204
Figura 178 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 54 .....	204
Figura 179 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 54.....	205
Figura 180 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 54.....	205

## Lista de tabelas

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens da aplicação do MM em detrimento do separador de testes.....	45
Tabela 2 - Dados dos MMX's testados no laboratório e plataforma .....	50
Tabela 3 - Exemplo de simulação dos dados para obter um novo conjunto de dados com tempo de integração de 3 segundos .....	58
Tabela 4 - Resultados de massa específica, viscosidade e teor de água do petróleo utilizado nos testes no laboratório .....	79
Tabela 5 - Propriedades típicas e a composição molar do gás natural utilizado no laboratório .....	79
Tabela 6 - Matriz dos testes do MMX realizados no circuito multifásico do laboratório .....	80
Tabela 7 - Densidade ( $^{\circ}$ API), densidade relativa e viscosidade dinâmica do petróleo dos poços.....	84
Tabela 8 - Propriedades típicas e a composição molar do gás natural utilizado dos poços da plataforma .....	85
Tabela 9 - Características de vazão e composição de cada um dos 10 poços da plataforma.....	86

## Lista de símbolos

Símbolo	Descrição	Unidade
BSW	Teor de água na corrente líquida	%
$BSW_{lab}$	Teor de água do óleo medido pela turbina realizado em laboratório	%
Ct	percentual do traçador na fase específica	-
d	Distância entre dois pares de sensores capacitivos/indutivos	m
$d_d$	diâmetro da gota da fase dispersa na fase contínua	m
E(%)	Erro relativo	%
FE	Fator de encolhimento do óleo pela conversão da condição de temperatura e pressão da medição para a condição padrão	-
FR	Fator de reconciliação	-
g	Aceleração gravitacional	m/s <sup>2</sup>
k	Fator de abrangência	-
M	Vazão mássica da fase específica do traçador	kg/h
Mt	Vazão mássica da injeção do traçador	kg/h
$\bar{Q}$	Vazão volumétrica média	m <sup>3</sup> /h
$Q_{gas}$	Vazão volumétrica de gás a 20°C e 101 kPa	m <sup>3</sup> /h
$Q_{liq}$	Vazão volumétrica de líquido	m <sup>3</sup> /h
$Q_{mag}$	Vazão volumétrica de água medida pelo medidor magnético	m <sup>3</sup> /h
$Q_{oleo}$	Vazão volumétrica de óleo	m <sup>3</sup> /h
$Q_{placa}$	Vazão volumétrica de gás medida pelo sistema de medição da placa de orifício	m <sup>3</sup> /h
$Q_{tur}$	Vazão volumétrica de óleo medida pela turbina	m <sup>3</sup> /h
$Q_w$	Vazão de água obtida pela soma entre vazão medida pelo medidor magnético do separador	m <sup>3</sup> /h

	de testes e a vazão de água contida no óleo medido pela turbina	
R(%)	Repetibilidade	%
	Razão de Solubilidade do gás no óleo	-
S	desvio padrão	% ou m <sup>3</sup> /h
t	t de student com nível de confiança de 95,45%	
$u_{BSW}$	incerteza padrão da medição de teor de água	%
$u_{BSWlab}$	Incerteza padrão da medição de teor de água do óleo medido pela turbina realizado em laboratório.	%
$u_{BSW MM}$	incerteza padrão da medição de teor de água do MM	%
$U_{BSW MM}$	Incerteza expandida de teor de água para o MM	%
$u_{BSW MM c}$	incerteza padrão combinada da medição de teor de água do MM	%
$u_{BSW ref}$	incerteza padrão combinada da medição de teor de água da referência	%
$u_c$	Incerteza padrão combinada	% ou m <sup>3</sup> /h
$u_{FE}$	Incerteza padrão da medição do Fator de Encolhimento	-
$u_{gas MM}$	Incerteza padrão de gás do MM	m <sup>3</sup> /h
$U_{gas MM}$	Incerteza expandida da vazão de gás do MM	m <sup>3</sup> /h
$u_{gas MM c}$	Incerteza padrão combinada de gás do MM	m <sup>3</sup> /h
$u_{gas ref}$	Incerteza padrão de gás da referência	m <sup>3</sup> /h
$u_i$	Incerteza padrão ou desvio padrão da série de medições	% ou m <sup>3</sup> /h
$u_{liq}$	incerteza padrão da medição de vazão de líquido.	m <sup>3</sup> /h
$u_{liq MM}$	incerteza padrão da medição de vazão de líquido do MM.	m <sup>3</sup> /h
$U_{liq MM}$	Incerteza expandida da medição de vazão de líquido do MM	m <sup>3</sup> /h

$u_{liq\ MM\ c}$	incerteza padrão combinada da vazão de líquido do MM	$m^3/h$
$u_{liq\ ref}$	incerteza padrão combinada da vazão de líquido do medidor referência.	$m^3/h$
$u_{mag}$	Incerteza padrão da medição de vazão de água do magnético	$m^3/h$
$u_{oleo\ c}$	Incerteza padrão combinada de óleo	$m^3/h$
$u_{oleo\ MM}$	Incerteza padrão de óleo do MM	$m^3/h$
$U_{oleo\ MM}$	Incerteza expandida da vazão de óleo do MM	$m^3/h$
$u_{oleo\ MM\ c}$	Incerteza padrão combinada de óleo do MM	$m^3/h$
$u_{oleo\ ref}$	Incerteza padrão de óleo da referência	$m^3/h$
$u_{placa}$	Incerteza padrão da medição de vazão volumétrica de gás da placa de orifício	$m^3/h$
$u_{RS}$	Incerteza padrão da medição da Razão de Solubilidade	-
$u_{tur}$	Incerteza padrão da medição de vazão de óleo da turbina	$m^3/h$
$u_V$	Incerteza padrão da fração de vapor de água na Vazão de gás	%
$u_w$	Incerteza padrão da vazão de água obtida pela soma entre vazão medida pelo medidor magnético do separador de testes e a vazão de água contida no óleo medido pela turbina	$m^3/h$
$V$	Percentual volumétrico de vapor de água no volume de gás obtido pela simulação de processo	%
$v_s$	Velocidade de deslizamento vertical	$m/s$

## Lista de símbolos gregos

Símbolo	Descrição	Unidade
$\mu_c$	Viscosidade da fase contínua	kg/m.s
$\rho_d$	Massa específica da fase dispersa	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_c$	Massa específica da fase contínua	kg/m <sup>3</sup>
$\tau$	Tempo entre os sinais de dois pares de sensores capacitivos/indutivos	s
$\nu$	Número de graus de liberdade da série de medições	-
$\nu_{eff}$	grau de liberdade efetivo	-

## Lista de siglas

<b>Sigla</b>	<b>Descrição</b>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute
BSW	Teor de água no fluido líquido (Basic Sediments and Water)
Capex	O capital financeiro despendido na aquisição (ou introdução de melhorias) de bens de capital de uma determinada empresa
EOS	Equação de estado
GUM	Guia para expressão de incerteza de medição
GVF	Fração volumétrica de gás no fluido em escoamento na condição de operação
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ISO	International Organization for Standardization
MM	Medidor de vazão de fluido multifásico
MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards
NFOGM	Norwegian Society For Oleo and Gas Measurement
Opex	O capital utilizado para manter os bens físicos de uma empresa
PVT	Termo utilizado para expressar a relação termodinâmica entre as propriedades de um fluido: pressão, volume específico, temperatura e composição química na forma de uma equação
RGL	Razão entre a vazão volumétrica de gás e de líquido a 20°C e 101,325 kPa.
RTM1	Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural aprovado pela resolução conjunta ANP/Inmetro nº 1 de 10/06/2013.
RTMMM	Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água aprovado pela Resolução ANP Nº 44 de 15/10/2015.
VIM	Vocabulário Internacional de Termos Básicos e Gerais em Metrologia

“A verdadeira viagem de descobrimento não consiste em procurar novas paisagens, mas em ter novos olhos”.

Marcel Proust

# 1 Introdução

A produção de petróleo é caracterizada por um escoamento multifásico<sup>1</sup>, uma vez que está associada ao escoamento concomitante de óleo, gás, água e sedimentos. O que é produzido em cada poço é transportado individualmente ou em conjunto com outros poços para a planta de processamento, onde é realizada a separação desses componentes para as respectivas destinações finais. Em função dos avanços da produção *offshore*, para grandes distâncias da costa e em lâminas d'água cada vez mais profundas, são requeridos maior controle e gerenciamento da produção por questões econômicas, fiscais e segurança operacional.

No Brasil, a fiscalização de hidrocarbonetos produzidos é orientado por meio do Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás natural (RTM1), por força da Portaria conjunta da Agência Nacional de Petróleo e Gás e Biocombustíveis (ANP)/Inmetro nº1, de junho de 2013 (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO; INMETRO, 2013), que estabeleceu os requisitos metrológicos. Dentre as exigências está a necessidade de realizar a medição para apropriação, isto é, alocar a produção a cada campo, poço e reservatório periodicamente. Para tal fim, comumente as empresas operadoras de campos de óleo e gás no Brasil utilizam os separadores de teste, os quais constam de vasos de pressão capazes de separar os fluidos possibilitando, posteriormente fazer a medição da produção por meio de dispositivos de medição de vazão monofásicos para óleo, água e gás (PISSOLATO, 2013).

Os separadores de testes são equipamentos caros, pesados e que ocupam grande espaço, que é recurso limitado numa plataforma *offshore*. Além disso, há cenários desafiadores para o separador de testes, tal como a operação com óleos pesados, com elevada temperatura e potencial de formação de espuma.

---

<sup>1</sup> Escoamento multifásico é definido como sendo dois ou mais componentes (gás, sólido ou líquido) com propriedades diferentes e imiscíveis fluindo simultaneamente em uma tubulação (SALGADO, 2010)

Mais recentemente a utilização de medidores de vazão de fluido multifásico (MM) apresenta-se como uma opção ao uso de separadores de testes convencionais na execução de testes de poços produtores com objetivo de medição para apropriação.

Os MM já são utilizados no mundo pelas empresas operadoras de petróleo e gás (FALCONE et al., 2002). Contudo, no Brasil, a aplicação de MM tem sido pequena devido à falta de legislação específica para regular o uso desses equipamentos na medição para apropriação de poços. Diante desse vácuo regulatório, a ANP divulgou o regulamento número 44 com resolução específica para regular o uso de medidores multifásicos na medição para apropriação de poços no Brasil em outubro de 2015. Acredita-se que com essa regulação o uso dos medidores multifásicos no Brasil aumentará consideravelmente (SAAD; ANDRADE, 2016).

### **1.1. Definição do problema de pesquisa**

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural aprovado pela Resolução Conjunta ANP/ Inmetro nº. 1 de 10 de junho de 2013<sup>2</sup> (RTM1), não descreve os requisitos para o pedido da aprovação da medição de apropriação com medidores multifásicos, sendo assim os agentes regulados<sup>3</sup> têm evitado utilizar tecnologias diferentes dos separadores de testes e tanques.

Por sua vez, a resolução ANP nº 44 de 15 de outubro de 2015 aprova o denominado Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água (RTM MM). Este regulamento define a preparação de planos que devem ser apresentados pelo agente regulado que deseja fazer uso de MM, contemplando: verificação de desempenho, coleta de amostra de fluido multifásico, atualização de dados PVT<sup>4</sup>, plano de ação e contingência. Além

---

<sup>2</sup> Este regulamento estabelece as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir resultados completos e com uma determinada exatidão de medida.

<sup>3</sup> Segundo o RTM1 agente regulado é a empresa responsável perante a ANP por conduzir e executar todas as operações e atividades na instalação em questão, de acordo com o estabelecido em autorização ou contrato de concessão, de cessão onerosa ou de partilha de produção.

<sup>4</sup> Se refere a análise de comportamento volumétrico das fases óleo e gás em diferentes temperaturas e pressões a fim de corrigir a vazão volumétrica da condição de operação para condição padrão.

disso, o agente regulado deve realizar previamente um teste de desempenho com o modelo do medidor em laboratório independente ou laboratório não independente desde que acompanhado pela ANP (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, 2015). Contudo, o RTM MM não especifica a metodologia que deve ser usada para avaliar o MM no teste de desempenho e no plano de verificação de desempenho, cabendo a cada agente regulado desenvolver a sua metodologia para esse fim e apresentar à ANP.

O RTM MM instituiu a necessidade de submissão à ANP da Documentação dos Sistemas de Medição de Fluido Multifásico para aprovação prévia. Tal dispositivo se caracteriza de fundamental importância para que a Agência possa conduzir as atividades de fiscalização dos sistemas de medição destes fluidos (SAAD; ANDRADE, 2016).

## **1.2. Motivação**

Este trabalho foi motivado pela observação do regulamento da ANP número 44 de 15 de outubro de 2015, o qual aprova o denominado Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água (RTM MM), contudo sem definir a metodologia para os testes de desempenho, cabendo ao agente regulado (empresas operadoras de campos de óleo e gás) essa definição. O texto institui a obrigatoriedade de realização de teste de desempenho do modelo do MM e testes periódicos de verificação de desempenho do medidor instalado.

As empresas operadoras de óleo e gás no Brasil têm interesse na aplicação de MM's na medição para apropriação devido às seguintes vantagens em relação aos separadores de testes convencionais (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2004):

- Menores custo e espaço ocupado;
- Tempo reduzido de teste, menos manutenção e mão-de-obra requerida;
- menos problemas e custos relacionados ao aparecimento de espuma e emulsão estável;
- necessidade de menor quantidade de amostras e execução de análises laboratoriais de teor de água;

- possibilidade de aplicação no fundo do mar (*subsea*) viabilizando certas arquiteturas submarinas otimizadas.

Além disso, a implantação de sistemas primários de padronização para a medição de vazão multifásica é uma necessidade indicada pelo documento "Diretrizes Estratégicas para a Metrologia Brasileira 2018-2022" aprovado na Resolução nº1 do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (CONMETRO) publicado em 2017. Esse documento é um instrumento da política metrológica brasileira, que visa orientar as ações das diversas instituições ligadas à metrologia no Brasil (CONSELHO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL, 2017).

De fato, a medição multifásica é a fronteira tecnológica da medição de vazão, uma vez que o escoamento multifásico é um fenômeno de difícil compreensão, sendo sua previsão e modelagem complexos, tanto do ponto de vista matemático quanto físico (BERTANI et al., 2010). As tecnologias utilizadas para a medição de vazão monofásica não são capazes de realizar a tarefa de medição multifásica, sendo necessário um sistema composto por diversas tecnologias de sensores e algoritmos matemáticos a fim de caracterizar e medir as vazões dos diferentes componentes no escoamento multifásico. Os padrões ou protocolos aceitos para realizar a avaliação de desempenho de medidores monofásicos podem não ser aplicáveis ao MM devido à especificidade dos fenômenos que ocorrem no escoamento multifásico.

Segundo a American Petroleum Institute (2004, p. 6) os usuários de medidores multifásicos encontram três desafios técnicos que precisam ser superados para justificar custo e o risco de aplicar essa tecnologia:

- Selecionar e qualificar o MM para cada cenário de aplicação;
- avaliar o desempenho do MM depois da instalação;
- obter a aprovação do uso do MM junto aos órgãos reguladores apropriados.

Atualmente, não existe um documento internacional que atenda a todas as questões supracitadas. Na maioria dos sistemas de MM instalados pelo mundo e os poucos do Brasil, os usuários confiaram na informação do fornecedor para aquisição dos MM porque o conhecimento técnico nessa tecnologia ainda carece de ser difundido (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2004).

### 1.3. Objetivos gerais e objetivos específicos

O objetivo geral deste trabalho é propor e avaliar uma metodologia para verificação de desempenho do medidor multifásico a ser aplicado na apropriação de poços a fim de cumprir requisitos da Portaria ANP 44/2015.

Em consonância com este objetivo central, definem-se os seguintes objetivos específicos:

- Identificar as vantagens e desvantagens da aplicação do MM em comparação ao separador de testes para medição para apropriação;
- Identificar e selecionar metodologias que podem ser usadas para verificação de desempenho do MM para apropriação de poços;
- Utilizar dados de testes de MM realizados em laboratório e no campo em instalações de uma plataforma para avaliar o uso da metodologia proposta;
- Avaliar o erro e incerteza de medição do MM no laboratório e no campo a fim de observar as diferenças nesses dois cenários.
- Avaliar, por meio de comparabilidade, a compatibilidade entre o separador de testes e o MM.

### 1.4. Metodologia

O estudo do problema em questão fundamentou-se em pesquisa bibliográfica, documental e de campo. A pesquisa bibliográfica e documental permitiu identificar as publicações atuais sobre o tema e o acervo das normas aplicáveis, assim contribuindo para nortear o embasamento técnico e teórico do estudo. A pesquisa de campo teve por finalidade coletar dados (relatórios de testes de MM em laboratório e histórico de comportamento operacional) de testes realizados no campo. Os cálculos foram realizados utilizando planilha eletrônica (KATZ, 2010).

Nessa dissertação são avaliados os erros e as incertezas de medição nos testes do desempenho do MM na bancada do laboratório, submetido a escoamentos com diferentes vazões e composições e a nos testes realizados em plataforma de produção de petróleo e gás *offshore*. Os testes no laboratório e na plataforma foram realizados antes do início dessa dissertação.

## **1.5. Estrutura da dissertação**

A dissertação é desenvolvida em seis capítulos, sendo que no primeiro constam a introdução, a definição do problema, a motivação, metodologia da pesquisa, e os objetivos gerais e específicos do trabalho.

O capítulo 2 descreve os fundamentos teóricos e regulatórios envolvidos na medição de vazão de fluido multifásico e na medição da indústria de óleo e gás, vantagens e desvantagens em aplicar o MM no lugar do separador de testes, metodologias de verificação de desempenho do MM e tecnologias de medição utilizadas nos MM.

No capítulo 3 é mostrada a metodologia de avaliação que foi utilizada, a qual tem como base o GUM, apontando os parâmetros para a caracterização metrológica do MM e dos instrumentos de medição utilizados como referência.

No capítulo 4 são apresentados o procedimento experimental aplicado, a descrição das bancadas de testes no laboratório e na plataforma, os medidores de referência em cada bancada, fluidos utilizados e matriz de testes.

O capítulo 5 trata estatisticamente os dados coletados, apresentando os resultados finais dos cálculos de erros, avaliação da repetibilidade em diferentes tempos de integração e número de corridas, e as incertezas de medição do MM no laboratório e na plataforma.

O capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho e as recomendações para trabalhos futuros.

## 2 Fundamentação teórica e regulatória

O artigo 20 da constituição federal de 1988 determina que são bens da União os recursos minerais, inclusive os do subsolo. O parágrafo 1º versa que “é assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, [...] ou compensação financeira por essa exploração.” (BRASIL, 1988, p. 5).

A Lei do Petróleo nº 9478, de 6 de agosto de 1997 define o marco regulatório em vigor no setor de petróleo e gás natural no Brasil. Essa lei determina os princípios gerais que norteiam a apropriação e a distribuição de royalties entre as instâncias federativas brasileiras. As áreas do Pré-Sal estão sujeitas a um regime regulatório diferenciado - contratos de partilha, contudo, a distribuição dos *royalties* do petróleo, por enquanto, se mantém regida pelas diretrizes oriundas da Lei do Petróleo e de seus desdobramentos recentes (BRASIL, 1997).

Segundo a Lei do Petróleo, os *royalties* do Petróleo são compostos por 10 % do valor bruto de toda a produção de petróleo e gás natural no Brasil. As denominadas Participações Especiais são formadas por tributo incidente sobre a renda líquida dos projetos de grande produção. Parte significativa destas receitas é distribuída a Estados e Municípios que atendem a determinados critérios ligados à proximidade de áreas produtoras e/ou afetadas pelas atividades relativas à indústria petroleira.

### 2.1 Medição fiscal e medição para apropriação

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural aprovado pela Resolução Conjunta ANP/ Inmetro nº. 1 de 10 de junho de 2013 (RTM1) define medição fiscal como medição do volume de produção fiscalizada efetuada nos pontos de medição da produção. É toda a medição utilizada para totalização dos

*royalties*. Um ponto de medição fiscal pode receber a produção de mais de um campo que pode estar localizado em diferentes municípios ou estados. Além disso, municípios ou estados afetados pela operação de cada campo produtor podem ser diferentes.

O item 3.44 do RTM1 define medição para apropriação como medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo, poço e reservatório periodicamente. Este regulamento estabelece as condições e requisitos mínimos que os sistemas de medição de petróleo e gás natural devem observar, com vistas a garantir resultados com uma determinada incerteza de medição.

A determinação da quantidade de receita oriunda dos *royalties* que um dado município/estado faz jus depende da produção do campo nele contido ou próximo a ele; ou que o afeta com suas operações. A produção de cada campo é calculada pelo rateio da medição fiscal feito por meio da medição para apropriação dos volumes produzidos aos poços e aos campos. A medição para apropriação é a medição usando sistemas de medição para concessões individuais ou poços e procedimentos específicos para determinar a porcentagem de hidrocarbonetos e fluidos associados para atribuir a produção de um determinado poço.

Sendo assim, os pontos de medição fiscal determinam oficialmente os volumes produzidos de petróleo e gás natural, servindo como base para o cálculo das Participações Governamentais (*royalties*). Já as medições para apropriação da produção permitem o rateio adequado dos volumes produzidos aos campos e aos poços produtores.

A Figura 1 ilustra um esquema de produção de dois campos (concessões). A medição fiscal é realizada em um único ponto e são necessárias as medições para apropriação para estabelecer os volumes provenientes de cada poço e de cada campo.

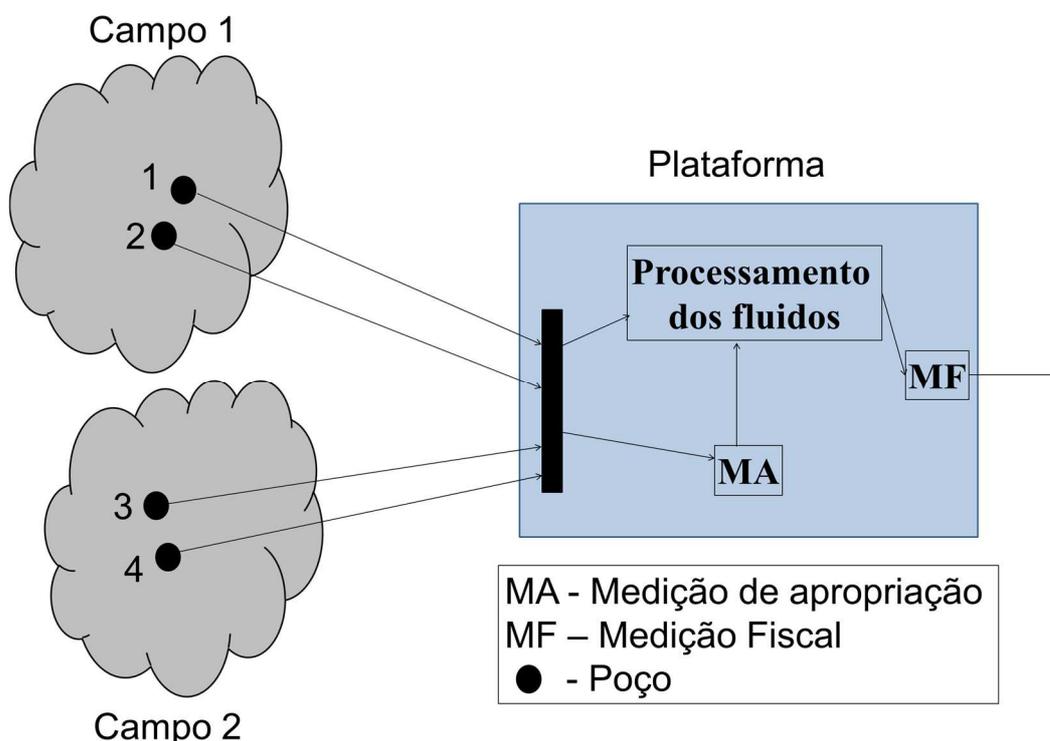


Figura 1 - Exemplo esquemático de dois campos ligados um ponto de medição fiscal compartilhada necessitando da medição para apropriação com o objetivo de determinar os volumes produzidos por campo e por poço  
 Fonte: o autor (2018)

Na abordagem convencional, a medição dos volumes produzidos de óleo e gás de cada poço é realizada alinhando a produção deste para o separador de teste durante algumas horas. Os separadores de teste são vasos de pressão capazes de separar os fluidos e posteriormente fazer a medida dos volumes por meio de dispositivos de medição de vazão monofásicos para óleo, água e gás. Após esse teste, é realizada uma extrapolação para determinar o potencial de produção de cada poço para um período de 24 horas. Esse procedimento é denominado teste de poço. Segundo o RTM1 no item 7.2.7.1, o prazo entre os testes de poços deve ser de no máximo de 90 dias para unidades cujo ponto de medição fiscal recebe a produção de poços de um só campo. Segundo o item 7.2.7.2, unidades cujo ponto de medição fiscal recebe a produção de poços de mais de um campo, devem testar os poços num intervalo máximo de 42 dias.

Os separadores podem ser bifásicos ou trifásicos. Os separadores trifásicos são projetados para promover a separação dos três componentes presentes na produção de um poço: óleo, água e gás. Os separadores bifásicos separam a

produção em dois componentes: líquido e gás. Os separadores trifásicos podem operar como separadores bifásicos no início da produção quando não há a produção de água ou por não haver tempo suficiente para separação dos fluidos líquidos (óleo e água). A separação dos fluidos ocorre devido à diferença de massa específica entre eles (óleo, água e gás). Contudo, é necessário haver tempo de residência suficiente para essa separação. Os componentes separados são medidos por medidores de vazão monofásicos (OLIVEIRA, 2010).

## 2.2 Escoamento multifásico

Uma corrente fluida composta por dois ou mais componentes, heterogênea, escoando em um duto fechado pode ser considerada um escoamento multifásico. Na indústria de óleo e gás, a produção dos poços é caracterizada por um escoamento formado pelo óleo, água e gás em conjunto (YANG, 2006). Em instalações típicas *offshore*, ocorrem escoamentos multifásicos nas linhas horizontais denominadas *flowlines* e verticais, denominadas *risers*, que conduzem a produção para unidade de tratamento nas plataformas marítimas.

O escoamento multifásico pode ser classificado por padrões de escoamento. A maioria das classificações dos padrões de escoamento encontradas na literatura foram baseadas em observações visuais em laboratório com dois componentes fluidos modelos em escoamento. O padrão de escoamento depende da dinâmica das interações entre as interfaces dos diferentes componentes fluidos.

Existem vários fatores que influenciam o padrão do escoamento multifásico em uma tubulação (FALCONE, 2009), dentre as quais:

- Propriedades de fase, frações e velocidades,
- Pressão de operação e temperatura,
- Diâmetro, forma, inclinação e rugosidade do duto,
- Presença de qualquer tipo de acidente a montante ou a jusante do ponto de observação. (por exemplo, curvas, válvulas e etc).
- Regime de escoamento: estacionário, pseudo-estacionário e transiente.

Estudos realizados com petróleo, gás natural e água produzida revelaram a complexidade dos padrões de mistura líquido-líquido que são acrescidos pela presença das interações gás-líquido (XU et al., 2012). Transientes no escoamento podem ocorrer por mudanças nas condições do sistema, que não podem ser confundidas com escoamento intermitente. Uma simples abertura e fechamento de uma válvula pode causar uma variação nas condições do sistema.

Os padrões de escoamento podem ser classificados em disperso, separado, intermitente ou a combinação destes. O escoamento disperso é caracterizado por uma fase totalmente dispersa em outra. Exemplo de escoamento disperso são o escoamento com bolhas (*bubbly*) e o escoamento disperso (*mist*). O escoamento separado, como o nome já diz, é caracterizado pela separação entre os componentes. O escoamento anular é exemplo deste escoamento. O escoamento intermitente se caracteriza como sendo não contínuo ou por golfadas, e por isso exibe um comportamento instável. Exemplos desse escoamento são agitado (*churn*) e golfadas (*slug flow*) (PITTON et al., 2014).

A Figura 2 apresenta desenhos dos padrões de escoamento de duas fases em tubulação vertical.

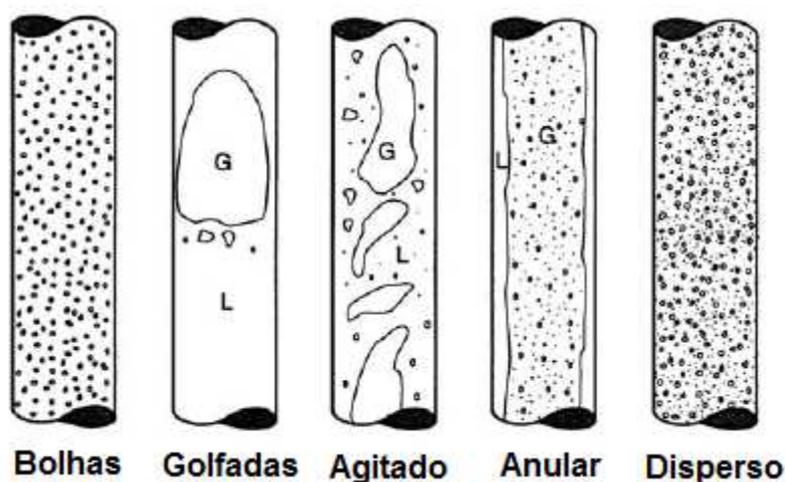


Figura 2 – Esquema de padrões de escoamento bifásico em tubulação vertical.  
Fonte: adaptado de Brennen (2005).

## 2.3

### Classificação dos medidores de vazão de fluido multifásico

O objetivo do MM é determinar as vazões individuais instantâneas de água, óleo e gás de uma corrente multifásica para determinação do volume totalizado desses componentes. Não há um só princípio físico capaz de realizar a medição de vazão das fases individuais de um escoamento multifásico. Isso é feito por meio da combinação de leituras de vários instrumentos dentro de um sistema complexo denominado medidor multifásico. Os sistemas de medição de vazão e totalizadores em escoamento multifásico podem ser compostos por vários equipamentos que vão desde separador trifásico convencional aos medidores multifásicos em linha que não necessitam de nenhuma separação dos componentes (VIANA et al., 2012).

A American Petroleum Institute (2004, p. 14-16) propõe a classificação dos sistemas de medição de escoamentos multifásicos para a indústria de óleo e gás em três categorias denominadas tipo I, II e III

Os sistemas tipo I são os separadores de testes convencionais, onde os fluidos são separados em gás saturado nas condições de separação e líquido livre de gás. Após essa separação os fluidos são medidos por medidores de vazão convencionais monofásicos. Essa categoria inclui os separadores bifásicos que produzem e medem corrente de líquido e de gás e os separadores trifásicos que produzem e medem uma corrente de óleo, água e gás.

Os sistemas tipo II são os que fazem uma separação parcial do escoamento multifásico em corrente rica em gás e corrente rica em líquido. A vazão de cada corrente será medida por um medidor multifásico específico e depois as correntes são recombinadas (ISMAIL et al., 2005).

Os sistemas tipo III são os que medem a vazão de cada fluido de um escoamento multifásico sem necessidade de separação. Geralmente um dispositivo misturador de escoamento é instalado a montante do medidor para garantir a mistura dos componentes. O MM utilizado para estudo dessa dissertação é do tipo III também chamado de *in-line meter*. A vazão de cada componente fluido é resultado da fração da área da tubulação ocupada multiplicada pela velocidade de cada componente. Os métodos para obter os dados necessários incluem a combinação de diversas técnicas como: medidas eletromagnéticas (micro-ondas, capacitância e

condutância), gama-densitometria, diferencial de pressão entre uma restrição no escoamento, medição volumétrica por deslocamento positivo, medição por força de coriolis, medição por ultrassom e correlação cruzada de sinais para inferir as velocidades dos fluidos (THORN; JOHANSEN; HJERTAKER, 2012).

## **2.4**

### **Separadores de teste x medidores multifásicos**

O sistema de medição do separador de testes é considerado, até o presente momento, o mais confiável para a realização da medição de vazão da produção de um poço por ser o melhor padrão de referência que podemos normalmente encontrar no campo.

Os separadores de testes são sistemas pesados, requerem espaço considerável para a sua instalação, possuem custos elevados de fabricação, operação e manutenção e precisam de longos períodos de estabilização do processo quando conectados aos poços antes do início dos testes. Esta característica se deve ao fato do separador de teste precisar separar os componentes do fluido por meio da estratificação, para posterior medição de cada componente (petróleo, gás e água), ocasionando períodos de testes muito longos, podendo em alguns cenários de aplicação, isto ser uma dificuldade para o atendimento do prazo requerido pelo RTM1 na medição para apropriação (ROSS; STOBIE, 2010). Além disso, campos com óleo pesado podem apresentar espuma e emulsão de petróleo que dificultam ou até inviabilizam a operação do separador de testes (VIANA et al., 2013).

No separador trifásico é desejado que os três componentes (óleo, água e gás) se separem totalmente. Contudo, a separação pode não ser perfeita, e poderão permanecer traços de líquido na corrente gasosa, assim como gás na corrente líquida, bem como contaminação de óleo na corrente aquosa e vice-versa. No caso de um separador bifásico, a separação líquido-líquido não ocorre, fazendo com que o medidor monofásico receba uma corrente líquida composta por óleo e água para medição de vazão. A presença de dois componentes fluidos na corrente medida por um medidor de vazão monofásico introduz incertezas na medição de vazão, uma

vez que estes medidores são calibrados com o fluido tendo apenas um componente (SKEA; HALL, 1999).

Como já mencionado, os MM são equipamentos que permitem a medição de vazão de cada fase individual de uma corrente multifásica sem separação ou com separação parcial. Tais equipamentos podem realizar um monitoramento contínuo da produção do poço facilitando o diagnóstico de um problema e evitando a perda de produção. Além disso, interferem menos no escoamento da produção do poço diminuindo o risco de parada de produção e, por isso, proporcionam uma indicação de vazão mais representativa (AL-KADEM et al., 2014).

Com o MM pode se realizar testes de poços de forma mais rápida por não demandar longos períodos de estabilização, e proporciona o benefício de apresentar menor peso e ocupar menor espaço que representam recursos críticos em plataformas marítimas (SANTHANAM et al., 2010).

Um estudo de avaliação econômica realizado por Ajienka e Mofunlewi (2007, p.1-10) em dois cenários reais concluiu que a utilização do MM no lugar do separador de testes representou redução de custos. O cenário A consistia em avaliar para uma determinada instalação, a vantagem econômica auferida pela substituição de um separador de testes existente por um MM. O cenário B consistia em avaliar num determinado cenário a vantagem econômica entre a aquisição de um separador de teste ou MM novos. Embora o custo de aquisição (Capex) do MM seja um pouco mais elevado que o do separador de testes, o custo operacional (Opex) do MM tende a ser inferior quando comparado ao custo do separador de testes. Em ambos os cenários o MM apresentou vantagens econômicas sobre o separador de testes.

A Tabela 1 apresenta resumidamente as principais vantagens e desvantagens da aplicação do MM em relação ao separador de testes.

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens da aplicação do MM em detrimento do separador de testes

<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Tem menor peso e ocupa menor espaço	Alto custo de aquisição, manutenção e de software.
Menor Opex por requerer menos intervenção	Necessita de mão-de-obra altamente qualificada que se traduz muitas vezes na dependência de serviço do representante ou do fabricante.
Monitoramento contínuo do poço	Menor incerteza de medição depende de fonte radiativa que afeta aspectos normativos e de segurança
Menor tempo para estabilização do escoamento antes do início do teste	Os fluidos devem estar devidamente misturados e homogeneizados para correta medição das frações volumétricas dos diferentes fluidos no escoamento.
Informa em tempo real mudanças na composição do fluido, vazão, pressão e temperatura	Dificuldade de calibração sem o uso do separador de testes
Não tem partes móveis	Problemas com erosão, incrustação e bloqueio de tomadas de pressão por contaminantes.

Fonte: adaptado de Marshall e Thomas (2015).

Não é esperado que o MM apresente a mesma faixa de incerteza obtida pelo separador de testes para todas as faixas de vazões de todos os poços. Erros de medição podem ser minimizados se houver uma verificação periódica de desempenho do MM no campo. A verificação de desempenho irá mostrar a necessidade de ajuste dos parâmetros do MM (CORNELIUSSEN et al., 2005).

Além disso, a característica da produção do poço varia com o passar do tempo. Normalmente, ocorre a diminuição da vazão total e o aumento da produção de água e de gás. Como a vazão, a composição do escoamento e o padrão de escoamento influenciam na incerteza de medição, na busca de manter a mesma faixa de incertezas de medição do início da produção pode ser necessário reconfigurar (deixar de respeitar os critérios metrológicos) ou até mesmo substituir o MM (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2013).

## 2.5

### Metodologias de Verificação de desempenho do MM

Os MM podem ser testados em laboratórios com bancadas de testes específicas para gerar escoamento multifásico de forma controlada e reproduzível. Uma consideração importante na seleção de uma bancada é sua capacidade de simular condições próximas à da aplicação pretendida e ter instrumentos de referência calibrados regularmente com rastreabilidade metrológica. Os principais fabricantes de MM comerciais possuem esse tipo de bancada para Teste de Aceitação de Fábrica (TAF) e calibração inicial de seus equipamentos (CORNELIUSSEN et al., 2005).

A recomendação da American Petroleum Institute (2013, p. 27-29) é que, se possível, a calibração inicial do MM seja realizada em três etapas. Primeiramente, deve ser feita a calibração dos componentes individualmente e do MM de forma conjunta na fábrica como parte do Teste de Aceitação de Fábrica (TAF). Após isso o MM deve ser calibrado de forma dinâmica em uma bancada que consiga, idealmente, reproduzir as condições esperadas no campo incluindo fluidos de trabalho (se possível), enquanto fornece medições do escoamento com referência de alta precisão. Por último o MM deve ser testado no campo de aplicação utilizando uma referência como parte do Teste de Aceitação de Campo (TAC). Independentemente do método de calibração utilizado inicialmente, um procedimento de repetição do teste de desempenho em um intervalo programado, como uma verificação das alterações do MM no campo deve fazer parte de qualquer plano de verificação (VIANA et al., 2012).

O regulamento ANP 44/2015 e Corneliussen et al. (2005, p. 99) informam que utilizar o sistema de medição do separador de testes para verificar o desempenho do MM no campo seria a metodologia mais aceitável. De fato, o separador de testes é um sistema presente comumente nas instalações de produção de petróleo e gás. Contudo, pode haver algumas instalações que não possuem o separador de testes disponível ou não é possível alinhar somente a produção que passa no MM para o separador de testes. Além disso, uma das vantagens em se utilizar o MM é a redução de peso e o ganho de espaço por substituir o separador de testes numa unidade de produção *offshore*.

Alguns modelos de MM, sobretudo os que são para instalação submarina (*subsea*), possuem redundância de sensores. A comparação dos sinais desses sensores permite verificar se a operação está conforme (HAOUCHE et al., 2012). O medidor pode construir uma referência dos parâmetros (linha de base) por meio de um histórico de medição para verificá-los ao longo do tempo com base numa dada tolerância especificada. Também, essa referência pode ser inserida manualmente. É possível programar o sistema supervisor para alarmar quando estiver ocorrendo um desvio ou tendência de um determinado parâmetro do MM.

Uma possibilidade para diagnóstico e verificação de desempenho do MM pode ser atingida utilizando-se uma unidade de teste móvel com um MM que pode ser denominado *Master*. Este método consiste em alinhar em série o MM em operação com o MM *Master* a fim de avaliar o desempenho do MM em operação. Desta maneira, a unidade móvel poderá ser calibrada regularmente em um sítio de teste ou com um separador de teste antes de ser utilizada para calibrar o MM em operação.

Este tipo de arranjo também é encontrado em projetos onde um único medidor não abrange toda a faixa de operação de um grupo de poços ou envelope de produção do campo ou os poços durante todo o seu tempo de operação ao longo dos anos. Desta maneira, a comparação entre os MM é realizada entre poços que apresentem uma faixa de vazão comum aos envelopes de operação dos MM. Outra opção para comparação seria quando há um MM no fundo do mar (*subsea*) por poço e a produção de cada um junta-se numa única linha para chegar à plataforma, onde está instalado um MM de maior diâmetro para realizar uma verificação contínua do desempenho dos MM *subsea* (STREETON; BOWLING, 2016).

O MM também pode ser avaliado por meio de traçadores. Esta tecnologia consiste na injeção de pequenos volumes de uma solução que contém um traçador. O traçador é uma substância que tem afinidade físico-química predominante a apenas um dos componentes fluidos da produção do poço: água, óleo ou gás. Os traçadores podem ser fluorescentes, radioativos, e serem detectados por métodos de separação como cromatografia. Eles são injetados controladamente através de vazões conhecidas no escoamento multifásico. Amostras do fluido multifásico são retiradas em pontos suficientemente distantes do ponto de injeção para garantir a total mistura da substância injetada. As vazões mássicas individuais de cada

componente do escoamento podem ser determinadas pela medição da concentração do traçador na amostra coletada (HIRTZ, 1993).

A medição de vazão de cada fase pela técnica de traçadores é dada pela equação a seguir.

$$M = \frac{Mt}{Ct} \quad (1)$$

Outro método de verificar o desempenho do MM é por meio do fator de reconciliação (FR). O FR é uma técnica de monitoramento da qualidade dos dados operacionais e pode ser um método bastante eficaz (OJUKWU, K. I.; EDWARDS, J., 2008). Este método consiste em gerar um fator pela divisão do volume medido na medição fiscal, isto é, medição dos fluidos após a separação na planta de processamento, pelo somatório da produção dos poços medidos com o uso do MM.

$$FR = \frac{\text{Produção total da plataforma}}{\Sigma \text{produção dos poços}} \quad (2)$$

O somatório dos potenciais de produção de cada poço é proporcional à produção total do ponto de medição fiscal. O fator de reconciliação numa instalação de produção ideal seria igual ao valor 1. Logo, quanto mais próximo de 1 for o fator de reconciliação do MM, menor será considerado o erro de medição. É importante destacar que FR gerados com mais de um MM podem gerar interpretações equivocadas porque ao contabilizar os erros dos medidores, pode acarretar erro nulo.

O monitoramento do FR permite a observação da mudança da tendência da medição que indica o aparecimento de um erro. Pode ser estabelecida uma faixa com valores máximos e mínimos de FR baseados na série histórica deste fator a fim de indicar o momento em que o erro está superior ao valor máximo aceitável.

A análise do FR deverá ser executada em longos períodos de produção, normalmente em base semanal ou mensal, pois sua análise em curtos períodos de tempo, por exemplo, diariamente, pode não ser representativo do desempenho do medidor multifásico. A Figura 3 apresenta um exemplo de um gráfico de FR em base mensal de um MM que opera em um campo de produtor de petróleo e gás.

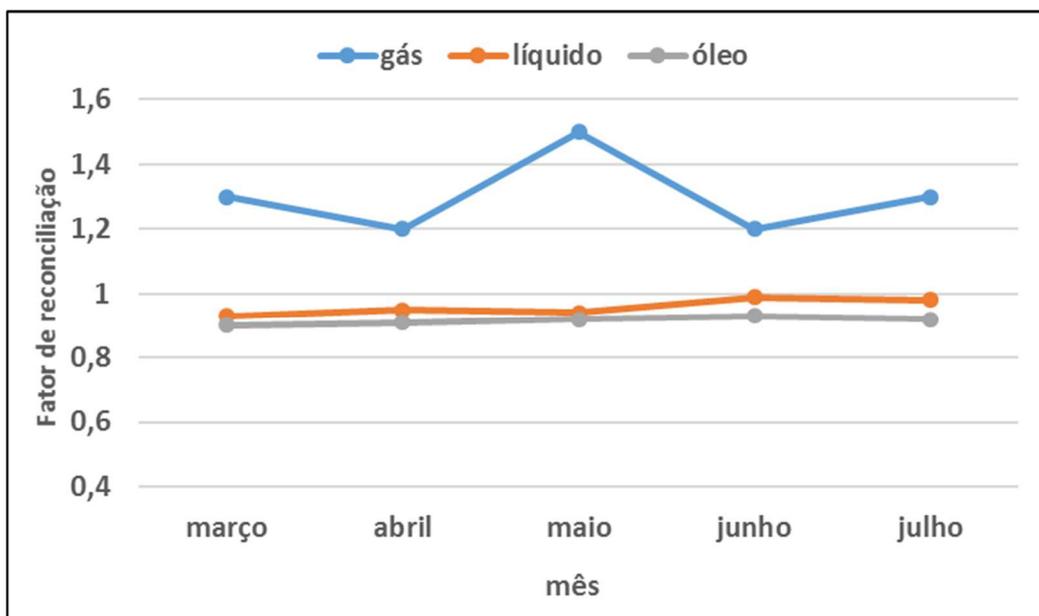


Figura 3 - Gráfico do acompanhamento do FR em base mensal de um MM instalado em um campo produtor de petróleo e gás.

Fonte: o autor (2018)

No gráfico da Figura 3 pode-se observar que somente na medição de gás o fator de reconciliação é maior que 1, indicando desvio da medição do MM em relação à medição fiscal. A análise desse tipo de gráfico ajuda a monitorar o desempenho do MM ao longo do tempo.

## 2.6 MM utilizado neste trabalho

Os medidores de vazão de fluido multifásico usados no laboratório e na plataforma são do mesmo fabricante e apresentam o mesmo princípio de medição. O que os diferencia é o modelo e o tamanho devido às diferenças de vazão entre as condições laboratoriais e da plataforma. Por questões de confidencialidade não será informado o fabricante do MM objeto de estudo desta dissertação, por isso o mesmo será denominado MMX ao longo do texto. A Tabela 2 apresenta dados dos medidores testados no laboratório e na plataforma.

Tabela 2 - Dados dos MMX's testados no laboratório e plataforma

Local de teste	laboratório	Plataforma
Diâmetro nominal:	3"	6"
Tensão de Alimentação Elétrica:	24 VDC	110/220 VAC
Protocolo de Comunicação:	Modbus	Modbus

Fonte: o autor (2018)

A Figura 4 apresenta foto do MMX, instalado em uma estrutura de aço e sendo testado no laboratório.



Figura 4- Foto do MMX instalado em uma estrutura de aço e sendo testado em laboratório  
Fonte: o autor (2018)

Este medidor de vazão de fluido multifásico permite a medição de vazão de cada componente individual de uma corrente multifásica sem a necessidade de separação das fases. Diferentes tecnologias são usadas para calcular ou estimar as frações de fluidos e respectivas vazões, todas baseadas em propriedades e comportamentos físicos dos fluidos.

O MMX utilizado nesse trabalho combina 4 diferentes princípios físicos, que se correlacionam para determinar a vazão correspondente dos componentes óleo, gás e água numa corrente multifásica. As tecnologias são o venturi, sensores de

impedância, densitômetro de raios gama, juntamente com a técnica matemática denominada correlação cruzada.

### 2.6.1 Venturi

O tubo de Venturi é um elemento medidor de vazão com base num diferencial de pressão. A diferença de pressão entre as duas seções distintas do medidor é proporcional ao quadrado da vazão que escoar através deste. A diferença de pressão é produzida por efeitos inercias, em que há aceleração do escoamento devido à obstrução do mesmo (redução de área na garganta) e efeitos viscosos, isto é, há perda de carga (SILVA; ANDREUSSI; DI MARCO, 1991).

Uma das principais razões de se aplicar elementos deprimogênicos para se medir vazão é que eles medem qualquer fluido, não há necessidade de imersão de elemento mecânico no escoamento. Além disso, a tubulação pode ter qualquer diâmetro. A medição de vazão com o uso de tubo de Venturi torna-se relevante em aplicações onde não se deseja grandes perdas de carga, pois dentre os medidores deprimogênicos, é o que produz menor perda de carga (LI et al., 2009).

Embora a construção do tubo de Venturi siga a recomendação de padrões internacionais para escoamentos monofásicos, são necessários sofisticados modelos físicos e matemáticos para determinar a medição de vazão de fluido multifásico.

A Figura 5 apresenta um desenho esquemático do tubo de Venturi.

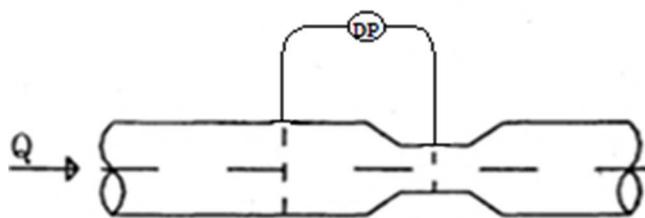


Figura 5 - Desenho esquemático da depressão de um tubo de Venturi com um elemento de medição de diferencial de pressão

Fonte: o autor (2018)

## 2.6.2 Sensores Capacitivos e Indutivos

O MMX possui pares de sensores capacitivos e pares de sensores indutivos idênticos instalados no interior do equipamento (Figura 6 e Figura 7). Estes pares de sensores possuem a função de medir, respectivamente, a constante dielétrica e a condutividade elétrica. Os sensores capacitivos só operam quando a fase líquida do fluido multifásico é predominantemente óleo contínuo, enquanto os sensores indutivos são aplicados para a fase água contínua (SILVA, 2016).

As medições de constante dielétrica e de condutividade elétrica são usadas para determinação das frações das fases, pois esses parâmetros são sensíveis à composição do fluido multifásico. Tais propriedades mudam de acordo com a fração de gás (JAWOREK; KRUPA, 2004) e com o teor de água da mistura multifásica (LIU et al., 2009). A Figura 6 apresenta um desenho esquemático de um par de sensores indutivos em fase contínua água.

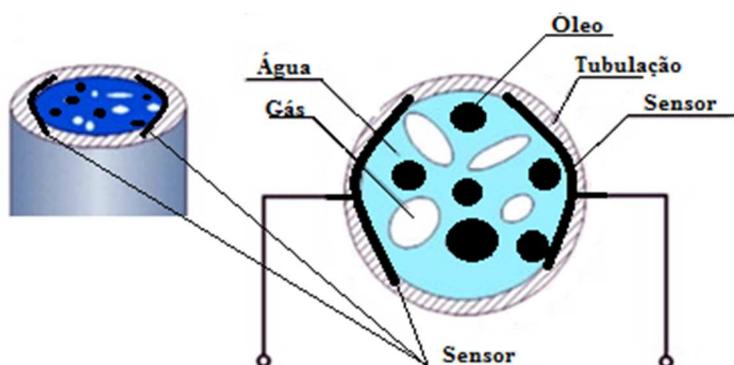


Figura 6- Desenho esquemático de um par de sensores indutivos em fase contínua água.  
Fonte: adaptado de Reis e Cunha (2014).

## 2.6.3 Correlação cruzada

Utilizando a técnica de correlação cruzada com os sinais obtidos por 2 pares de sensores capacitivos ou indutivos é possível obter a velocidade do escoamento. Dois pares de sensores idênticos instalados a uma distância ( $d$ ) conhecida no interior do MMX realizam medições de uma mesma porção do escoamento. O tempo entre os sinais correspondentes aos 2 pares de sensores é o tempo gasto para aquela

“porção” do escoamento percorrer a distância entre eles. Ao se medir o tempo gasto para percorrer uma distância conhecida é possível calcular a velocidade do escoamento (ZHAI et al., 2014). Durante o escoamento multifásico, as condições que permitem a medição desses sensores com precisão são muito especiais, por isso são utilizados outros princípios físicos em conjunto.

Os gráficos à direita na Figura 7 representam os sinais dos sensores A e B instalados numa tubulação vertical com um escoamento multifásico ascendente. A distância entre os sensores é conhecida e representada pela letra  $d$ . O intervalo de tempo entre os picos característicos dos dois gráficos é representado pela letra  $\tau$ . Sendo assim, a velocidade pode ser obtida pela divisão entre  $d$  e  $\tau$  e a vazão volumétrica obtém-se multiplicando esse resultado pela área da seção transversal do interior da tubulação.

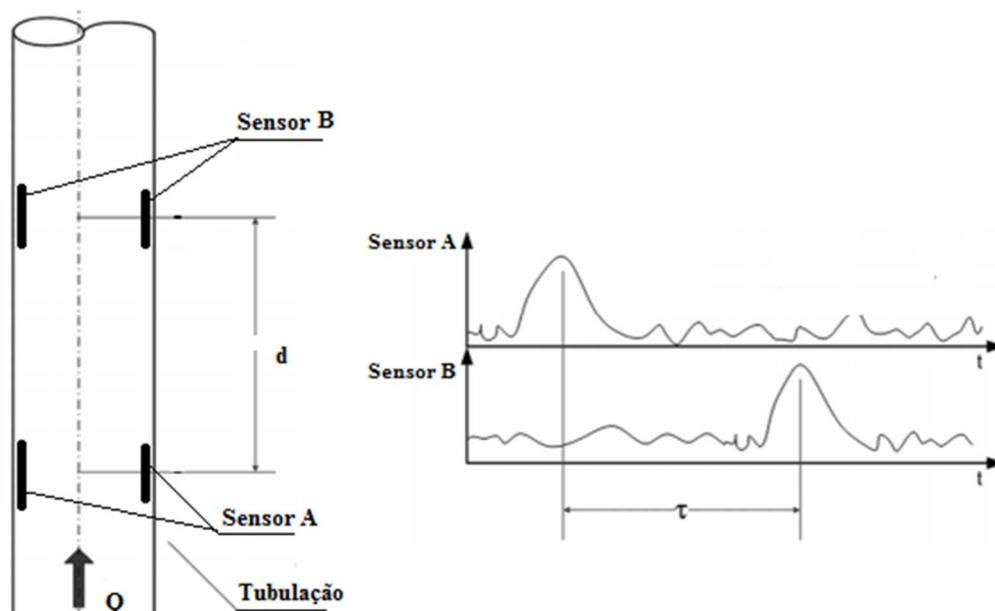


Figura 7 - Medição da velocidade do escoamento por correlação cruzada  
Fonte: adaptado de Gawlikowski e Pustelny (2012).

#### 2.6.4 Densitômetro de raios gama

O densitômetro de raios gama é composto por um conjunto de fonte radioativa de Césio e detector de radiação. A absorção do raio gama pelo meio é função da massa específica média do fluido que ele atravessa. Utilizando as medições de absorção da radiação pelo detector de raios gama obtêm-se informações para o

cálculo da massa específica média da mistura (água, óleo e gás) (SALGADO, 2010).

A Figura 8 apresenta um desenho esquemático de um gama–densitômetro numa tubulação com escoamento multifásico.

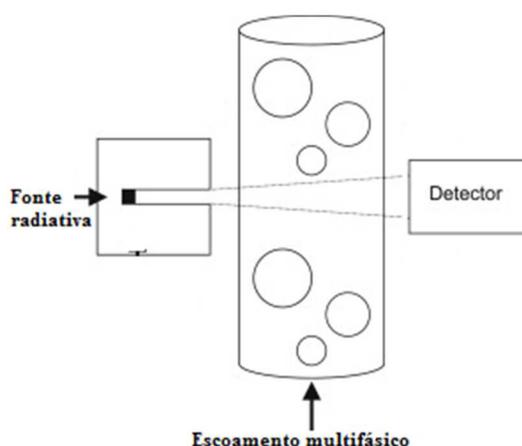


Figura 8 - Desenho esquemático de um gama–densitômetro numa tubulação com escoamento multifásico

Fonte: adaptado de Blaney e Yeung (2008).

### 2.6.5 Cálculos do medidor multifásico

O cálculo matemático realizado pelo MMX é propriedade intelectual do fabricante e não é comumente divulgado. Contudo, isso não impede que a medição seja auditada e que o fabricante apresente o algoritmo do seu equipamento.

Segundo Thorn, Johansen e Hjertaker (2012, p. 3) as técnicas utilizadas para determinar as vazões mássicas de um escoamento multifásico diretamente ainda não foram totalmente desenvolvidas. Sendo assim, são requeridos métodos matemáticos inferenciais para resolver o problema fundamental da medição multifásica que consiste em determinar para cada um dos três componentes fluidos a velocidade instantânea, fração do corte transversal e a massa específica.

Com base nos sinais dos sensores do MMX, nas propriedades de fluidos configuradas (PVT, cromatografia do gás e massa específica dos fluidos), modelo termodinâmico (EOS) e algoritmo de cálculo são obtidas as vazões mássicas e volumétricas dos componentes óleo, água e gás (MENG et al., 2011).

O MMX utiliza a análise empírica de PVT para corrigir os volumes de óleo e gás da condição de operação para a condição padrão. Os resultados de medição de petróleo e gás do separador de testes também necessitam de correção para serem reportados na condição padrão. A Figura 9 apresenta um exemplo hipotético da mudança do volume de petróleo e gás com a mudança da condição de operação do MMX, para a condição do separador de testes e depois para a condição de referência.

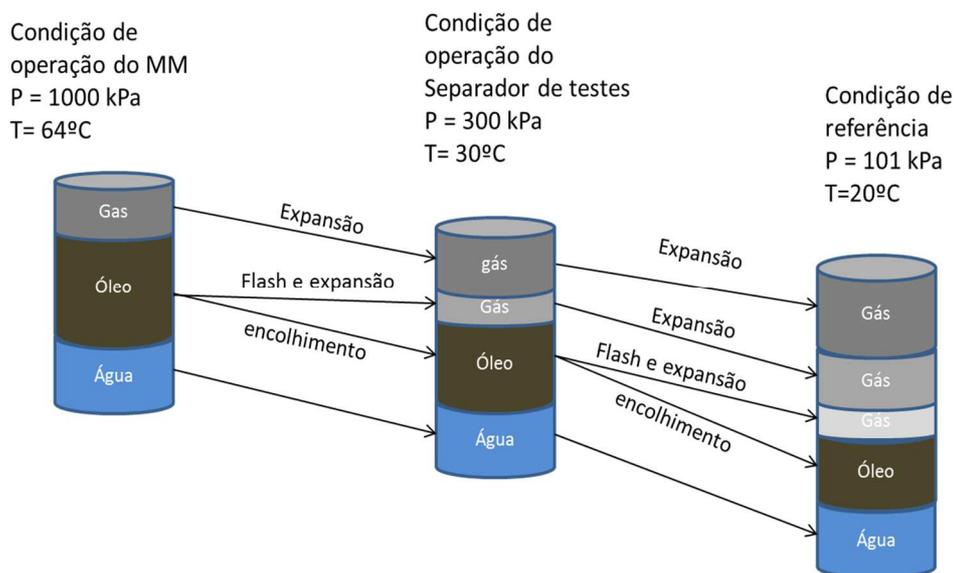


Figura 9 - Exemplo hipotético da mudança do volume de petróleo e gás com a mudança da condição de operação do MMX, para a condição do separador de testes e depois para a condição de referência

Fonte: adaptado de Simões (2016).

### 3 Metodologia de avaliação

Nesta seção são apresentados os parâmetros dispostos no VIM (Vocabulário Internacional de Metrologia, INMETRO, 2012) e no GUM (Guia para a expressão de incerteza de medição, JOINT COMMITTEE FOR GUIDES IN METROLOGY, 2008) para caracterizar o desempenho do MMX em teste. Ao longo deste capítulo são apresentadas tanto as definições dos parâmetros utilizados, como as equações envolvidas nos cálculos.

#### 3.1 Erro de medição

Do VIM temos definido erro como "diferença entre o valor medido duma grandeza e um valor de referência." O erro de medição é a diferença entre o valor medido pelo MMX em teste ( $Q_{objeto}$ ) e o valor obtido pelo medidor de referência ( $Q_{padrão}$ ) (Equação 3).

$$\text{Erro} = Q_{objeto} - Q_{padrão} \quad (3)$$

Sendo  $Q$  vazão volumétrica medida. A unidade de resposta será a mesma das vazões originais. O erro calculado pela equação 3 é denominado erro absoluto.

Para termos de comparação é interessante realizar a divisão deste erro pelo resultado medido pelo padrão para obter o valor relativo em percentual. Esse erro é denominado erro relativo ( $E\%$ ) (Equação 4). Ele facilita a comparação entre valores de vazão de ordem de grandeza diferente.

$$E(\%) = 100 * \left( \frac{Q_{objeto} - Q_{padrão}}{Q_{padrão}} \right) \quad (4)$$

O erro calculado é utilizado para correção dos valores indicados pelo MMX antes do cálculo da incerteza de medição. É importante ressaltar que os erros

calculados podem ser corrigidos pela calibração do MMX; a incerteza, contudo, deve ser propagada e declarada.

### 3.2 Repetibilidade

O VIM define condição de repetibilidade de medição como:

Conjunto de condições, as quais incluem o mesmo procedimento de medição, os mesmos operadores, o mesmo sistema de medição, as mesmas condições de operação e o mesmo local, assim como medições repetidas no mesmo objeto ou em objetos similares durante um curto período de tempo (INMETRO, 2012, p. 22).

Neste trabalho essa definição foi utilizada para o cálculo da repetibilidade do MMX e das referências em cada teste.

Os dados obtidos do MMX em cada teste foram gravados a cada segundo no supervisor e corrigidos para a condição padrão de 20°C e 101,325 kPa, tanto no teste no laboratório quanto na plataforma.

Foi realizada uma simulação com esses dados para avaliação da repetibilidade do MMX que pode ser considerada representativa para o cálculo da incerteza, isto é, que tenha menor influência da instabilidade do escoamento multifásico sobre a vazão média temporal que se deseja medir.

A metodologia utilizada foi a simulação de tempos de integração maiores com o conjunto de dados que foram obtidos a cada segundo. Para tanto, foi agrupado um número determinado de dados consecutivos correspondente ao tempo de integração desejado e foi calculada a média aritmética para obter o novo dado que formará o novo conjunto de dados. Sendo assim, é possível simular conjuntos de dados que seriam obtidos pelo MMX e referência se um determinado tempo de integração maior fosse especificado. Cada elemento neste novo conjunto representa a média aritmética dos dados consecutivos iniciais obtidos a cada segundo.

A Tabela 3 apresenta um exemplo de simulação dos dados coletados a cada 1 segundo para obter um novo conjunto de dados com tempo de integração de 3 segundos. A coluna denominada “tempo de integração 1s” apresenta o conjunto de dados originais medidos pelo MMX a cada segundo. A coluna denominada “tempo de integração 3s” apresenta o novo conjunto de dados calculado pela média dos três dados consecutivos da primeira coluna.

Tabela 3 - Exemplo de simulação dos dados para obter um novo conjunto de dados com tempo de integração de 3 segundos

tempo de integração 1 s m <sup>3</sup> /h/s	tempo de integração 3 s m <sup>3</sup> /h/3s
86,42	
86,32	86,32
86,23	
86,14	
86,05	86,05
85,96	
85,86	
85,77	85,77
85,68	
85,59	
85,50	85,50
85,40	

Fonte: o autor (2018)

Com esses novos conjuntos de dados foi calculada a repetibilidade como função do tempo de integração especificado. Esse procedimento foi realizado com os dados obtidos pelo MMX e pelos medidores de referência.

As repetibilidades ( R(%) ) foram calculadas por meio da equação abaixo:

$$R(\%) = \frac{100*(t*s)}{\bar{Q}} \quad (5)$$

Com esses dados de repetibilidade foram gerados gráficos onde foram avaliadas as relações de dependência entre tempo de integração<sup>5</sup> e repetibilidade para diferentes números de corridas<sup>6</sup>, para os dados das medições de vazão volumétrica de óleo, gás e teor de água, conforme pode ser visto no Apêndice A. Quando há um tempo de teste suficientemente longo é possível observar que gráficos com diferentes números de corridas apresentam um comportamento assintótico no qual a repetibilidade tende a uma faixa a partir de certo tempo de integração. Essa assíntota indica que foi atingida uma repetibilidade representativa do MMX para aquela condição de escoamento (vazão, teor de água, fração de gás

<sup>5</sup> O tempo de integração é o tempo de duração de uma corrida.

<sup>6</sup> A corrida é um teste do MM numa determinada condição de vazão dos componentes, temperatura, pressão e num dado tempo de integração.

e etc) (FMC TECHNOLOGIES, 2014), isto é, os resultados de repetibilidade do MMX estão sob menor influência da instabilidade do escoamento.

Essa metodologia permite simular, por exemplo, qual seria o tempo mínimo da corrida (tempo de integração) para que ao realizar 3 corridas, o MMX obtenha uma repetibilidade considerada representativa num determinado escoamento multifásico.

A Figura 10 apresenta um exemplo de gráfico da repetibilidade de um medidor tipo turbina na medição de vazão de óleo com diferentes tempos de integração e número de corridas. Note que, a partir de pouco mais de 1000 segundos de tempo de integração, é obtido o comportamento assintótico, logo, a partir desse tempo de integração, independente do número de corridas a repetibilidade é representativa do desempenho do MMX, isto é, com menor influência do escoamento multifásico.

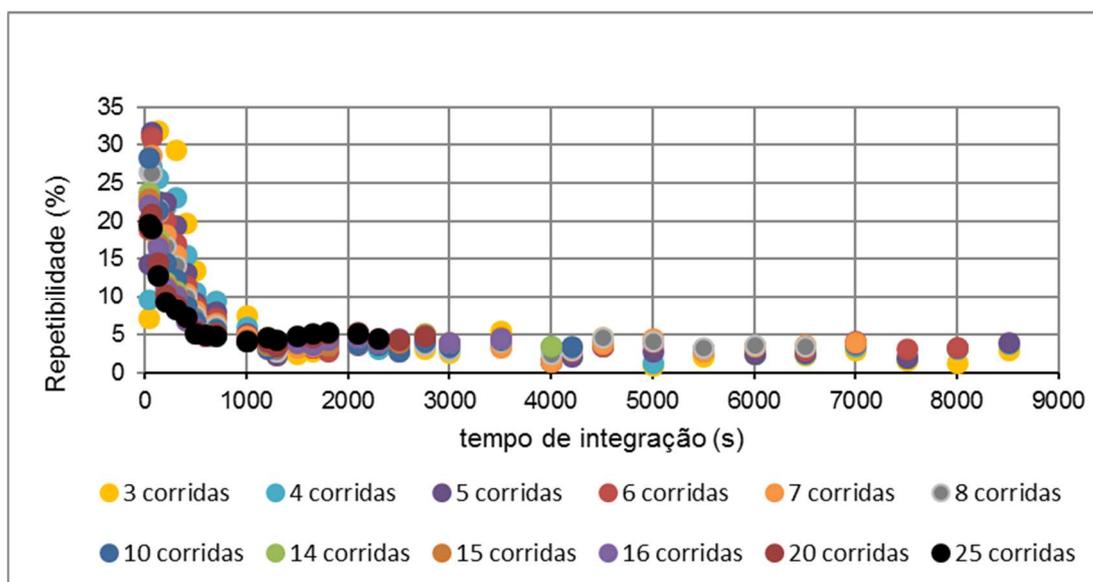


Figura 10 – Exemplo de curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo.

Fonte: o autor (2018)

O cálculo de incerteza de medição do MMX nas condições de repetibilidade representativa garante que o tempo do experimento foi suficiente para estimar a incerteza do MMX com a menor influência do escoamento. A repetibilidade obtida fora dessa assíntota gera uma incerteza demasiadamente elevada de maneira geral, cujo valor não pode ser unicamente creditado ao desempenho do MMX, mas também às flutuações inerentes ao escoamento multifásico.

Em estudo com medidor de vazão com fluido monofásico, Coelho (2017, p. 54) observou que, para determinação dos valores ótimos das variáveis tempo de integração, número de corridas e repetibilidade é necessário que haja um equilíbrio entre eles. Escolher somente de acordo com elevados tempos de integração não é ideal, pois apesar do valor de repetibilidade estar convergindo para o valor da assíntota, o número de corridas pode ser insuficiente ao ponto de que ainda esteja sofrendo oscilações. O mesmo pode ser dito para um número elevado de corridas que apresenta tempo de integração baixo e resulte em valores altos de repetibilidade.

### **3.3 Incerteza de medição**

Um resultado de medição é geralmente expresso por um valor médio acompanhado da respectiva incerteza de medição. O VIM (INMETRO, 2012, p. 38) define incerteza de medição como "parâmetro não negativo que caracteriza a dispersão dos valores atribuídos a um mensurando, com base nas informações utilizadas". Existem três maneiras de expressar a incerteza: Incerteza padrão ( $u$ ), Incerteza combinada ( $u_c$ ) e Incerteza expandida ( $U$ ).

A incerteza padrão de um dado aleatório corresponde à estimativa equivalente a um desvio padrão ( $S$ ). Esta incerteza tem faixa de dispersão em torno do valor central equivalente a um desvio padrão e uma dada probabilidade de ocorrência (PESSOA, 2007).

Segundo o VIM (INMETRO, 2012, p. 38), a incerteza de medição de um instrumento possui componentes relativas tanto a avaliações do Tipo A como do Tipo B.

A avaliação do Tipo A da incerteza de medição é estimada a partir da distribuição estatística dos valores provenientes de séries de medições e podem ser caracterizados por desvios-padrão.

A avaliação Tipo B da incerteza de medição pode ser caracterizada por desvios-padrão, estimados a partir de funções densidade de probabilidade baseadas na experiência prévia ou em outras informações. Para que os valores de incerteza

de medição apresentados por um certificado de calibração possam ser utilizados para uma medição é preciso que as condições de medição tenham sido as mesmas da calibração, inclusive com a mesma resolução do dispositivo mostrador.

O cálculo da incerteza do MMX nesta dissertação foi realizado por meio da avaliação tipo A. Os resultados de incerteza dos medidores referência foram estimadas por meio da distribuição estatística dos valores provenientes de séries de medições combinada com a incerteza obtida na calibração dos mesmos.

A incerteza padrão combinada ( $u_c$ ) de um processo de medição é calculada considerando-se a influência combinada de todas as incertezas padrão sobre o resultado de medição. A incerteza padrão combinada também equivale a um desvio padrão, logo tem uma probabilidade de ocorrência.

A incerteza padrão combinada é obtida pela raiz quadrada positiva da soma das variâncias ou covariâncias das grandezas, ponderadas pelos coeficientes de sensibilidade. O coeficiente de sensibilidade de cada grandeza representa o quanto o resultado da medição varia com mudança dessa grandeza.

Embora a incerteza padrão combinada ( $u_c$ ) possa ser universalmente usada para expressar a incerteza de um resultado de medição, comumente a incerteza é fornecida como um intervalo em torno do resultado de medição com o qual se espera abranger uma extensa fração da distribuição de valores que poderiam ser razoavelmente atribuídos a esse resultado. A medida adicional de incerteza que satisfaz o requisito de fornecer um intervalo do tipo indicado anteriormente denominada incerteza expandida ( $U$ ). A incerteza expandida é obtida multiplicando-se a incerteza padronizada combinada por um fator de abrangência ( $k$ ).

O fator de abrangência é calculado em função da distribuição *t-student*, com graus de liberdade efetivos ( $v_{eff}$ ) calculados por meio da fórmula de Welch-Satterhwaite no nível de confiança de 95,45 % (LIU, 2005), nesta dissertação.

$$U_{eff} = \frac{u_c^4}{\sum_{i=1}^N \frac{u_i^4}{v_i}} \quad (6)$$

Os fabricantes de MM comerciais apresentam as incertezas dos seus equipamentos na forma de percentual relativo de vazão de líquido e vazão de gás; e percentual absoluto da medição de teor de água. Valores típicos das incertezas de vazão de líquido variam de 2 a 20 % (relativo) da leitura, incerteza da medição de teor de água (absoluto) pode variar de 2 a 10 % a depender da fração volumétrica de gás. A incerteza da medição de vazão de gás pode chegar a 15 % segundo os fabricantes (VIANA et al., 2012). Comumente os fabricantes não apresentam as incertezas relativas da medição de vazão de óleo.

Segundo o fabricante do MMX utilizado nesses testes, as incertezas desse medidor são 5 % relativo à leitura para medição de vazão de gás, 3 % relativo a leitura para medição de vazão de líquido e 2 % absoluto para medição de teor de água.

### **3.3.1 Fatores que influenciam a incerteza do MM**

A incerteza de medição de vazão é impactada por diferentes fatores, dentre eles, a condição do processo, propriedade e composição dos fluidos, regime de escoamento, vazão volumétrica, tipo de instrumentação e do modelo matemático utilizado. Este modelo é sensível às proporções relativas de cada fase, às propriedades do fluido e ao regime de escoamento (CORNELIUSSEN et al., 2005). A característica da produção do poço muda ao longo da vida útil do campo, normalmente apresentando aumento de teor de água e de fração de gás fazendo com que seja necessária a nova estimativa da incerteza a cada mudança significativa na produção (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2013).

O impacto desses fatores citados na incerteza de medição de óleo, gás e água normalmente aumenta consideravelmente à medida que o teor de água e fração volumétrica de gás aumentam no escoamento multifásico. À medida que há o aumento da fração volumétrica de gás no escoamento, a incerteza de medição para a determinação da vazão de líquido (óleo e água) também aumenta. O aumento do teor de água no escoamento aumenta a incerteza de medição da vazão de óleo que

geralmente é o foco principal na medição da produção de um poço (MEHDIZADEH; WILLIAMSON, 2004).

A manutenção regular, a calibração e a atualização da configuração do MM para adequar-se às propriedades da produção contribuem para a minimização da incerteza de medição.

A Figura 11 apresenta um diagrama de Ishikawa com as principais grandezas que podem afetar a incerteza de medição de um MM.

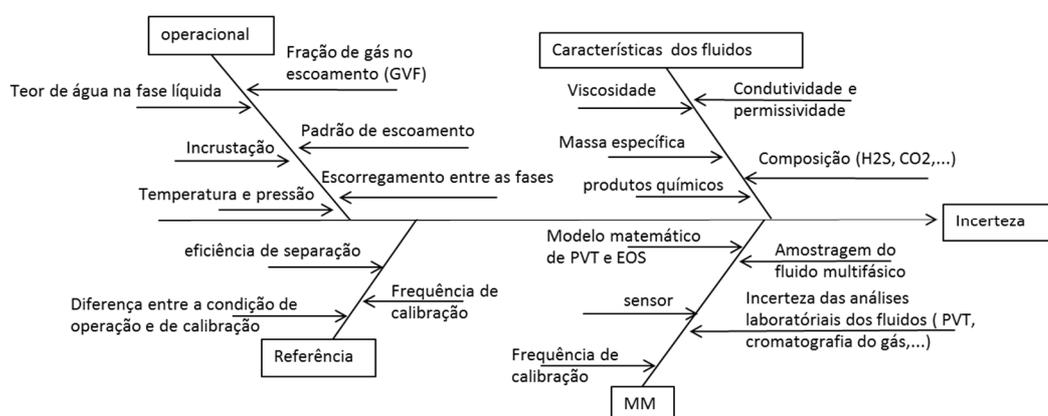


Figura 11 - Diagrama de Ishikawa das grandezas que podem afetar incerteza de medição do MM  
Fonte: o autor (2018).

Conforme apresentado na Figura 11, há vários parâmetros que influenciam a incerteza de medição do MM, contudo nesta dissertação faremos uma avaliação estatística tipo A com o conjunto de dados de vazão do MMX e dos medidores de vazão referência somente. Embora outras grandezas também influenciem a incerteza de medição do MMX, não serão avaliadas nesta dissertação por falta de acesso aos dados das demais grandezas.

### 3.3.2

#### **Cálculo da incerteza da medição de vazão de líquido e teor de água do MMX em laboratório**

Nesta seção é apresentada a metodologia para o cálculo da incerteza da medição de vazão volumétrica de líquido e teor de água do MMX nos testes do laboratório. A vazão volumétrica de líquido e teor de água de referência dos testes são obtidos, respectivamente, por meio do medidor tipo coriolis FT-122301A e o medidor de teor de água por absorção de energia micro-ondas. Conforme

mencionado na seção anterior não foi possível avaliar o impacto das demais grandezas que podem influenciar na incerteza de medição do MMX, como pressão e temperatura, por exemplo.

A incerteza da referência é a incerteza combinada entre a incerteza obtida no certificado de calibração e da incerteza obtida com os dados dos testes em laboratório. Isso foi aplicado para cálculo da incerteza do medidor de teor de água e do medidor tipo coriolis FT-122301A.

Foi realizada a soma dos quadrados das incertezas padrão da medição de vazão volumétrica de líquido e teor de água do MMX e das referências para obter a incerteza combinada do MMX na medição de vazão de líquido e de teor de água conforme as equações 7 e 8.

$$u_{\text{liq MM c}} = \sqrt{u_{\text{liq MM}}^2 + u_{\text{liq ref}}^2} \quad (7)$$

e

$$u_{\text{BSW MM c}} = \sqrt{u_{\text{BSW MM}}^2 + u_{\text{BSW ref}}^2} \quad (8)$$

A incerteza expandida (representada por  $U$ ), é a multiplicação da incerteza combinada por um fator de abrangência  $k$  (Equação 9).

$$U_{\text{liq MM}} = k * u_{\text{liq MM c}} \quad (9)$$

Analogamente o mesmo foi feito para o cálculo da incerteza expandida de teor de água.

$$U_{\text{BSW MM}} = k * u_{\text{BSW MM c}} \quad (10)$$

O fator de abrangência é calculado em função da distribuição t-student, com graus de liberdade efetivos ( $veff$ ) calculados por meio da equação 6 no nível de confiança de 95,45 %.

A fim de facilitar a comparação de testes com vazões diferentes, os resultados de incerteza expandida de vazão de líquido foram reportados em forma de incerteza expandida percentual ( $U_{liq\ MM\%}$ ) relativo à vazão volumétrica de líquido média conforme a equação 11.. Os resultados da incerteza de medição de teor de água foram reportados em valor absoluto, conforme mostrado pela equação 10.

$$U_{liq\ MM\%} = 100 \times \frac{U_{liq\ MM}}{Q_{liq}} \quad (11)$$

### 3.3.3 Cálculo da incerteza da medição de vazão de óleo do MMX no laboratório

Neste capítulo será apresentada a metodologia para o cálculo da incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo do MMX nos testes do laboratório. As vazões volumétricas de óleo inferidas pelo MMX e pela referência são obtidas por meio da medição de vazão volumétrica de líquido e da medição de teor de água conforme a equação 12.

$$Q_{oleo} = Q_{liq} * (1 - BSW) \quad (12)$$

A incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo é obtida pela soma das variâncias da medição de teor de água e da medição de vazão de líquido conforme Equação 13, na forma de uma aproximação de primeira ordem da série de Taylor que é denominada lei de propagação de incertezas pelo GUM, considerando as grandezas não correlacionadas entre si.

$$u_{oleo\ c}^2 = \left(\frac{\partial Q_{oleo}}{\partial Q_{liq}} * u_{liq}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_{oleo}}{\partial BSW} * u_{BSW}\right)^2 \quad (13)$$

As derivadas parciais são denominadas coeficientes de sensibilidade. Com as equações 12 e 13, obtém-se a equação 14.

$$u_{\text{oleo}}^2 = \{(1 - \text{BSW}) * u_{\text{liq}}\}^2 + \{-Q_{\text{liq}} * u_{\text{BSW}}\}^2 \quad (14)$$

Esse procedimento foi realizado para o cálculo das incertezas da medição de vazão de óleo do MMX e da referência (coriolis FT-122301A). Para propagar a incerteza de medição de vazão volumétrica de óleo da referência na medição do MMX, é feita a soma dos quadrados da incerteza do MMX ( $u_{\text{oleo MM}}^2$ ) e da referência ( $u_{\text{oleo ref}}^2$ ), obtendo-se a incerteza padrão combinada ( $u_{\text{oleo MM c}}$ ) na medição de vazão volumétrica de óleo do MMX.

$$u_{\text{oleo MM c}} = \sqrt{u_{\text{oleo MM}}^2 + u_{\text{oleo ref}}^2} \quad (15)$$

Foi calculada a incerteza expandida da medição de vazão volumétrica de óleo do MMX ( $U_{\text{oleo MM}}$ ) multiplicando a incerteza padrão combinada ( $u_{\text{oleo MM c}}$ ) pelo fator de abrangência ( $k$ ).

$$U_{\text{oleo MM}} = k * u_{\text{oleo MM c}} \quad (16)$$

A fim de facilitar a comparação entre testes com vazões diferentes os resultados de incerteza expandida foram reportados em forma de incerteza expandida percentual ( $U_{\text{oleo MM}\%}$ ) conforme a equação 17.

$$U_{\text{oleo MM}\%} = 100 \times \frac{U_{\text{oleo MM}}}{Q_{\text{oleo}}} \quad (17)$$

### 3.3.4 Cálculo da incerteza da medição de vazão de gás do MMX em laboratório

Nesta seção é apresentada a metodologia para o cálculo da incerteza da medição de vazão volumétrica de gás do MMX nos testes de laboratório. A vazão volumétrica de gás é medida diretamente pelo MMX e pela referência (coriolis FT-100). As diferenças de temperatura e pressão entre o MMX e a referência foram consideradas desprezíveis devido a proximidades entre esses medidores na instalação.

A incerteza da medida de referência é a soma dos quadrados da incerteza obtida através do certificado de calibração e da incerteza calculada por meio da série de dados dos testes em laboratório.

As incertezas padrão da medição de vazão volumétrica de gás do MMX ( $u_{\text{gas MM}}$ ) e da referência ( $u_{\text{gas ref}}$ ) são combinadas através da soma dos quadrados obtendo-se a incerteza combinada do MMX ( $u_{\text{gas MM c}}$ ).

$$u_{\text{gas MM c}} = \sqrt{u_{\text{gas MM}}^2 + u_{\text{gas ref}}^2} \quad (18)$$

A incerteza expandida da vazão de gás ( $U_{\text{gas MM}}$ ) é calculada utilizando uma equação análoga à equação 16. A incerteza de medição de vazão volumétrica de gás foi reportada como uma fração percentual ( $U_{\text{gas MM}\%}$ ) em relação à vazão volumétrica média de gás medida pela referência ( $Q_{\text{gas}}$ ).

$$U_{\text{gas MM}\%} = 100 \times \frac{U_{\text{gas MM}}}{Q_{\text{gas}}} \quad (19)$$

### 3.3.5 Cálculo da incerteza da medição de vazão de líquido do MMX na Plataforma

O separador de testes da plataforma mede a vazão volumétrica de líquido através do somatório das vazões volumétricas de medidores tipo turbina e magnético, respectivamente, na saída de óleo e na saída de água.

$$Q_{\text{liq}} = Q_{\text{tur}} + Q_{\text{mag}} \quad (20)$$

A incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo ( $u_{\text{tur}}$ ) foi obtida pela soma dos quadrados da incerteza da medição com a turbina retirada do certificado de calibração e da incerteza obtida com a série dos dados dos testes na plataforma. O mesmo procedimento é feito para o cálculo da incerteza da medição de vazão volumétrica de água ( $u_{\text{mag}}$ ) com o medidor tipo magnético.

A incerteza da medição de vazão volumétrica de líquido do separador de testes ( $u_{\text{liq ref}}$ ) é obtida pela soma dos quadrados dos desvios padrão da medição de vazão volumétrica de óleo ( $u_{\text{tur}}$ ) e da medição de vazão volumétrica de água ( $u_{\text{mag}}$ ), com cada variância multiplicada pelo seu respectivo coeficiente de sensibilidade ao quadrado.

$$u_{\text{liq ref}}^2 = \left( \frac{\partial Q_{\text{liq}}}{\partial Q_{\text{tur}}} * u_{\text{tur}} \right)^2 + \left( \frac{\partial Q_{\text{liq}}}{\partial Q_{\text{mag}}} * u_{\text{mag}} \right)^2 \quad (21)$$

A incerteza da vazão volumétrica de líquido do MMX ( $u_{\text{liq MM c}}$ ) foi obtida pela soma dos quadrados dos desvios padrão da medição de vazão volumétrica de líquido do MMX ( $u_{\text{liq MM}}^2$ ) e da medição de vazão volumétrica de líquido do separador de testes ( $u_{\text{liq ref}}^2$ ) conforme equação. 22.

$$u_{\text{liq MM c}}^2 = u_{\text{liq MM}}^2 + u_{\text{liq ref}}^2 \quad (22)$$

A incerteza expandida da vazão volumétrica de líquido do MMX foi calculada ao multiplicar o resultado da equação 22 pelo fator de abrangência analogamente à equação 9.

Os resultados de incerteza expandida da vazão volumétrica de líquido do MMX foram reportados em forma de incerteza expandida percentual relativo à vazão volumétrica de líquido média da referência conforme a equação 11.

### 3.3.6 Cálculo da incerteza da medição de vazão de óleo do MMX na Plataforma

Neste capítulo é apresentada a metodologia para o cálculo da incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo do MMX na plataforma. A vazão volumétrica de óleo medida pela referência (turbina) é corrigida pelo Fator de Encolhimento (FE) do óleo e pelo teor de água ( $BSW_{lab}$ ) da corrente de óleo medido em laboratório.

$$Q_{oleo} = Q_{tur} * FE * (1 - BSW_{lab}) \quad (23)$$

O FE e o  $BSW_{lab}$  são dados gerados por análises laboratoriais realizadas a cada teste de poço. O FE corrige o volume do óleo devido ao encolhimento pela diferença entre a pressão e temperatura de medição e a pressão e temperatura na condição padrão exigida pelo RTM1 de 20°C e 101,325 kPa. O MMX informa diretamente a vazão volumétrica de óleo na condição padrão do RTM1 de 20°C e 101,325 kPa.

A incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo ( $u_{tur}$ ) é obtida pela soma dos quadrados da incerteza da medição com a turbina retirada do certificado de calibração e da incerteza da medição da turbina obtida com a série dos dados dos testes na plataforma.

A incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo da referência é calculada pela equação 24.

$$u_{\text{oleo ref}}^2 = \left(\frac{\partial Q_{\text{oleo}}}{\partial Q_{\text{tur}}} * u_{\text{tur}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_{\text{oleo}}}{\partial FE} * u_{FE}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_{\text{oleo}}}{\partial BSW} * u_{BSW\text{lab}}\right)^2 \quad (24)$$

A incerteza combinada da vazão volumétrica de óleo do MMX ( $u_{\text{oleo MM c}}$ ) é obtida pela soma dos quadrados da incerteza padrão da medição de vazão volumétrica de óleo do MMX ( $u_{\text{oleo MM}}$ ) com a incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo do separador de testes ( $u_{\text{oleo ref}}$ ) conforme equação 25.

$$u_{\text{oleo MM c}} = \sqrt{u_{\text{oleo MM}}^2 + u_{\text{oleo ref}}^2} \quad (25)$$

A incerteza expandida da vazão de óleo ( $U_{\text{oleo MM}}$ ) é calculada utilizando a equação 17. A incerteza de medição de vazão volumétrica de óleo foi relatada como uma fração percentual ( $U_{\text{oleo MM}\%}$ ) em relação à vazão volumétrica média de óleo medida pela referência ( $Q_{\text{oleo ref}}$ ).

$$U_{\text{oleo MM}\%} = 100 \times \frac{U_{\text{oleo MM}}}{Q_{\text{oleo ref}}} \quad (26)$$

### 3.3.7 Cálculo da incerteza da medição de teor de água do MMX na Plataforma

Nesta seção será apresentada a metodologia para o cálculo da incerteza da medição de teor de água do MMX nos testes da plataforma. O teor de água (BSW) de referência foi estimado pelo quociente entre a vazão de água ( $Q_w$ ) e a vazão de líquido. A vazão de líquido é a soma entre a vazão de óleo ( $Q_{\text{oleo}}$ ) e a vazão de água ( $Q_w$ ) medidos.

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_{oleo} + Q_w} \quad (27)$$

A vazão volumétrica de água ( $Q_w$ ) é obtida pela soma da vazão medida pelo medidor magnético ( $Q_{mag}$ ) do separador de testes e com a vazão de água contida no óleo medido pela turbina ( $Q_{tur}$ ).

$$Q_w = Q_{mag} + BSW_{lab} * Q_{tur} \quad (28)$$

Logo, a incerteza de medição de vazão de água foi calculada pela equação 29.

$$u_w^2 = \left(\frac{\partial Q_w}{\partial Q_{mag}} * u_{mag}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_w}{\partial Q_{tur}} * u_{tur}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_w}{\partial BSW_{lab}} * u_{BSW_{lab}}\right)^2 \quad (29)$$

A incerteza da vazão volumétrica de óleo referência ( $u_{oleo\ ref}$ ) foi obtida conforme descrito na equação 24.

Finalmente, a equação para cálculo da incerteza de medição de teor de água referência foi obtida com base na equação 27.

$$u_{BSW\ ref}^2 = \left(\frac{\partial BSW}{\partial Q_w} * u_w\right)^2 + \left(\frac{\partial BSW}{\partial Q_{oleo}} * u_{oleo\ ref}\right)^2 \quad (30)$$

A incerteza combinada da medição de teor de água do MMX ( $u_{BSW\ MM\ c}$ ) foi obtida pela soma dos quadrados da incerteza padrão de medição do teor de água do MMX ( $u_{BSW\ MM}$ ) com a incerteza combinada da medição de teor de água referência ( $u_{BSW\ ref}$ ).

$$u_{BSW\ MM\ c} = \sqrt{u_{BSW\ MM}^2 + u_{BSW\ ref}^2} \quad (31)$$

A incerteza expandida (representada por  $U$ ) é obtida pela multiplicação da incerteza combinada por um fator de abrangência  $k$  conforme Equação 32. A incerteza da medição de teor de água é expressa em valores absolutos.

$$U_{BSWMM} = k * u_{BSWMMc} \quad (32)$$

### 3.3.8 Cálculo da incerteza da medição de vazão de gás do MMX na Plataforma

Nesta seção é apresentada a metodologia para o cálculo da incerteza da medição de vazão volumétrica de gás do MMX na plataforma. A vazão volumétrica de gás medida pela referência (placa de orifício) é acrescida do gás dissolvido no óleo. O gás dissolvido no óleo é calculado como o produto entre a Razão de Solubilidade (RS) do óleo e a vazão de óleo medida pela turbina ( $Q_{tur}$ ). O volume de gás medido pela placa de orifício é corrigido por um fator percentual de vapor de água ( $V$ ) obtido por simulação de processo, uma vez que parte dessa vazão medida não é gás natural, mas vapor de água.

$$Q_{gas} = Q_{placa} * (1 - V) + RS * Q_{tur} \quad (33)$$

A RS é gerada por análise laboratorial realizada a cada teste de poço. É um fator para gerar o volume do gás dissolvido no óleo a pressão e temperatura na condição padrão do RTM1 de 20°C e 101,325 kPa. O MMX informa diretamente a vazão volumétrica de gás nas condições de 20°C e 101,325 kPa.

A incerteza da medição de vazão volumétrica de gás da referência é calculada pela equação 34, de acordo com o GUM.

$$u_{\text{gas ref}}^2 = \left(\frac{\partial Q_{\text{gas}}}{\partial Q_{\text{placa}}} * u_{\text{placa}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_{\text{gas}}}{\partial RS} * u_{RS}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_{\text{gas}}}{\partial \text{tur}} * u_{\text{tur}}\right)^2 + \left(\frac{\partial Q_{\text{gas}}}{\partial V} * u_V\right)^2 \quad (34)$$

A incerteza da medição de vazão volumétrica com a placa de orifício ( $u_{\text{placa}}$ ) foi obtida da soma dos quadrados da incerteza estimada (tipo B) do sistema de medição por placa de orifício e da incerteza calculada com a série de dados dos testes na plataforma.

A incerteza da medição de vazão de gás do MMX ( $u_{\text{gas MM c}}$ ) foi obtida pela soma dos quadrados da incerteza padrão de medição de vazão de gás do MMX ( $u_{\text{gas MM}}$ ) e a incerteza combinada da medição de gás referência ( $u_{\text{gas ref}}$ ).

$$u_{\text{gas MM c}} = \sqrt{u_{\text{gas MM}}^2 + u_{\text{gas ref}}^2} \quad (35)$$

A incerteza expandida da vazão de gás ( $U_{\text{gas MM}}$ ) foi calculada utilizando a equação 9. A incerteza de medição de vazão volumétrica de gás foi reportada como uma fração percentual ( $U_{\text{gas MM}\%}$ ) em relação à vazão volumétrica média de gás medida pela referência ( $Q_{\text{gas ref}}$ ).

$$U_{\text{gas MM}\%} = 100 \times \frac{U_{\text{gas MM}}}{Q_{\text{gas ref}}} \quad (36)$$

## 4 Procedimento Experimental

Neste capítulo é apresentada a estrutura utilizada assim como o procedimento dos testes. Os experimentos foram realizados em dois locais distintos, no laboratório e na plataforma de produção de óleo e gás, que serão descritos nas seções seguintes. O laboratório foi construído numa instalação industrial que busca simular as condições de um campo de produção de óleo e gás com fluidos reais. Os testes ocorreram na temperatura média de 30°C e pressão média de 800 kPa.

Os MMX utilizados nos dois locais são do mesmo modelo, mas de dimensões diferentes a fim de adequar as diferentes faixas de vazão.

### 4.1 Bancada de teste em laboratório

Os testes do MMX em laboratório foram realizados com o objetivo de avaliar o desempenho em escoamento multifásico com diferentes proporções de óleo, água e gás. Os testes foram realizados na bancada experimental denominada Circuito Multifásico, instalação adequada para avaliação de desempenho e confiabilidade de equipamentos que operam com escoamento multifásico. A bancada permite testar medidores em condições semelhantes às condições reais de operação, presentes em uma instalação de produção de petróleo e gás.

A Figura 12 apresenta o fluxograma simplificado da bancada experimental denominado circuito multifásico onde foi instalado o MMX. Nessa bancada o líquido opera em circuito fechado, isto é, o óleo e a água circulam continuamente sem retirada ou acréscimo de fluidos durante um teste. O circuito de gás é aberto, isto é, gás é injetado em linha e retirado no separador gás-líquido SG-122301 continuamente durante um teste.

O petróleo e a água utilizados nos testes ficam armazenados nos tanques TQ-122301, TQ-122302 e TQ-122303. O volume requerido de óleo e água para o ponto da matriz é medido por um medidor de vazão e transferido para o vaso V-122301

através de uma bomba. O óleo em conjunto com a água é bombeado para o medidor coriolis FT 122301A onde é realizada a medição de referência de vazão volumétrica de líquido. Em seguida o escoamento óleo-água é submetido a uma perda de carga ao atravessar um conjunto de válvulas com o objetivo de misturar os fluidos. Esse escoamento passa pelo medidor de teor de água por princípio de absorção de energia microondas, onde é realizada a medição de referência de teor de água. A jusante há a injeção de gás natural no circuito. O gás natural injetado no circuito é antes medido pelo medidor coriolis FT-100, que é a referência de medição de vazão volumétrica de gás. O escoamento multifásico passa por uma nova válvula de cisalhamento para homogeneização, segue para a seção denominada praça de teste, onde passa pelo MMX em fluxo ascendente e é despressurizado no separador gás-líquido SG-122301 para retirada do gás natural que retorna para área industrial. A corrente líquida é retornada para o vaso V-122301 voltando para o circuito.

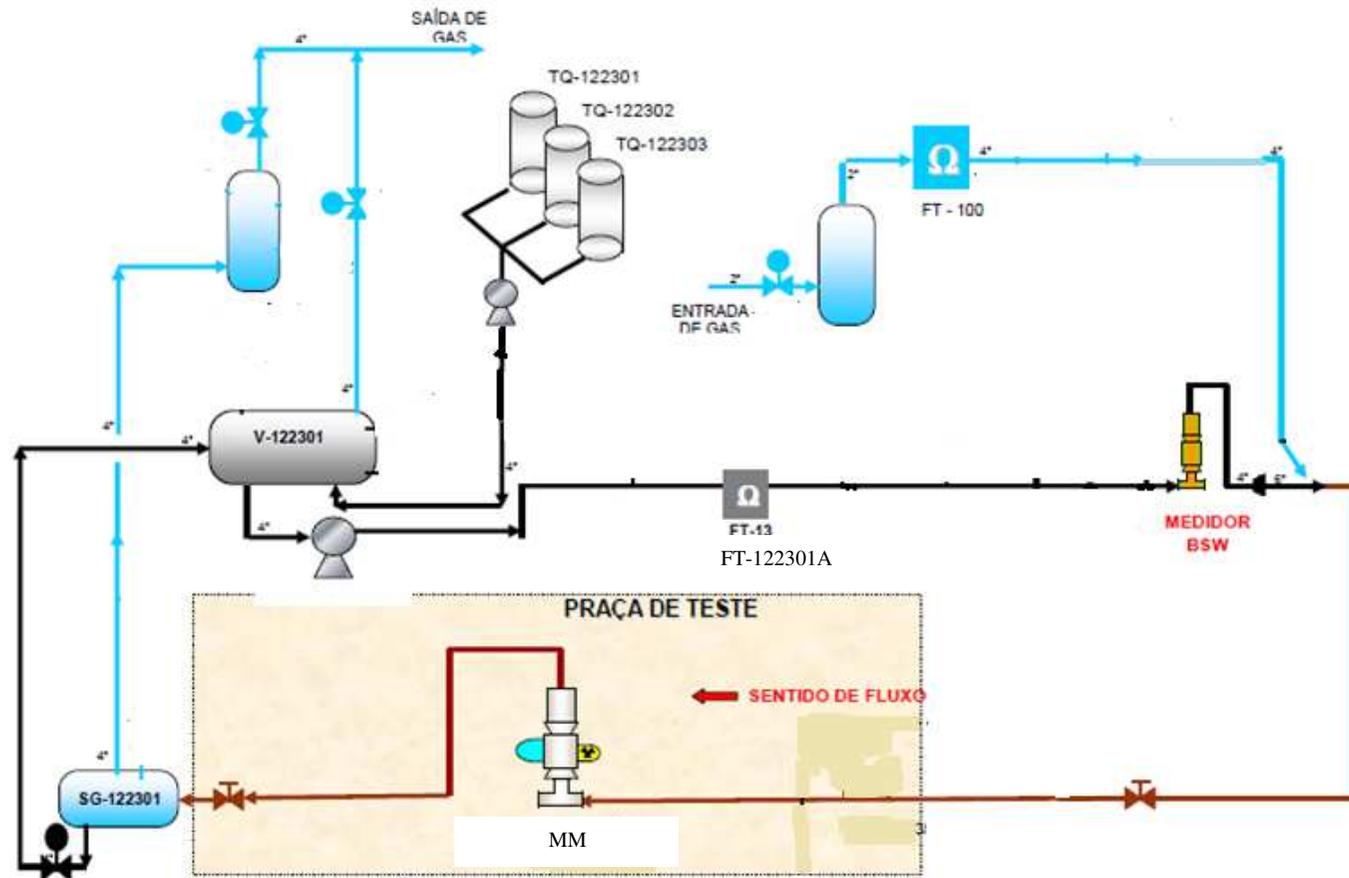


Figura 12 - Desenho esquemático do circuito multifásico do laboratório  
 Fonte: o autor (2018)

#### **4.1.1 Medidores de referência do teste do laboratório**

Os medidores de vazão de líquido e vazão de gás do tipo Coriolis e o medidor de teor de água por absorção de energia, utilizados como medidores de referência para o teste no laboratório são apresentados em detalhes a seguir.

##### **4.1.1.1 Medidor de vazão de líquido do tipo Coriolis FT-122301A**

A vazão de referência de líquido foi medida utilizando um medidor mássico do tipo Coriolis, identificado como FT-122301A.

Características do medidor:

- Tag no circuito: FT-122301A;
- Modelo: DS 300 S155SU;
- Número de série: 196033;
- Diâmetro: 3’’;
- Fabricante: Micro Motion;
- Faixa de vazão ajustada para teste: 0 a 100 m<sup>3</sup>/h;
- Local de instalação: a jusante do vaso V-122301.
- Faixa de vazão ajustada para teste: 0 a 100 m<sup>3</sup>/h;
- Local de instalação: a jusante do V-122301.
- Incerteza de medição: 0,044%

##### **4.1.1.2 Medidor de vazão de gás do tipo Coriolis FT-100**

O medidor utilizado para medição da vazão de gás injetada no circuito multifásico é do tipo Coriolis identificado como FT-100.

- Tag no circuito: FT-1223100;
- Fabricante: Micro Motion;
- Modelo: CMF300M356NRAZPZZZ;

- Número de série: 494458;
- Local de instalação: linha de injeção de gás natural;
- Faixa de vazão ajustada para teste: 0 a 10000 m<sup>3</sup>/h na condição de referência (T=20°C, P=101,325 kPa);
- Diâmetro: 2”
- Incerteza de medição: 0,10%

#### **4.1.1.3 Medidor de teor de água referência**

O Medidor de BSW ou de teor de água por absorção de energia microondas é o medidor referência de medição de teor de água do laboratório.

- TAG: AIT-036
- Fabricante: AGAR corporation.
- Modelo: OW-201HC
- Classe de pressão: 150 RF
- Tensão de alimentação: 127 Vca
- Faixa de trabalho BSW: 0 a 100%
- Repetibilidade: 0,02%

#### **4.1.2 Fluidos utilizados nos testes**

O óleo utilizado nos experimentos foi um petróleo de 24°API, que é uma mistura de petróleos de campos produtores próximos ao local do laboratório. O teor de água de cada ponto da matriz foi obtido por meio da mistura do petróleo com água produzida com salinidade conhecida obtida de um campo produtor próximo. Neste teste foi utilizada água produzida com salinidade de 70 g/l de Cloreto de Sódio.

A Tabela 4 apresenta os valores de massa específica, viscosidade e teor de água do petróleo utilizado nos testes no laboratório.

Tabela 4 - Resultados de massa específica, viscosidade e teor de água do petróleo utilizado nos testes no laboratório

Teor de água (% v/v)	2,24
Massa específica a 20°C (g/cm <sup>3</sup> )	0,90523
Viscosidade a 35°C (cP)	181,69
Viscosidade a 40°C (cP)	155,86

Fonte: o autor (2018)

As propriedades típicas e a composição molar do gás natural utilizado no laboratório encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5 - Propriedades típicas e a composição molar do gás natural utilizado no laboratório

Densidade		0,713
Viscosidade		0,010029 cP
Massa molecular		20,611 g/gmol
água	H <sub>2</sub> O	0 %
Hélio	He	0 %
Gás Carbônico	CO <sub>2</sub>	2,843 %
Oxigênio	O <sub>2</sub>	0,004 %
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	1,266 %
Metano	C1	78,48 %
Etano	C2	12,536 %
Propano	C3	2,659 %
Iso-Butano	IC4	0,522 %
Butano	C4	0,811 %
Iso-Petano	IC5	0,348 %
Pentano	C5	0,284 %
Hexano	C6	0,168 %
Heptano	C7	0,008 %
Octano	C8	0,056 %
Nonano	C9	0 %
Decano	C10	0 %
Undecano	C11	0,011 %
Dodecano	C12	0,004 %

Fonte: o autor (2018)

#### 4.1.3 Matriz de testes em laboratório

A matriz de testes do MMX realizados no circuito multifásico do laboratório está descrita na Tabela 6. As vazões volumétricas foram reportadas na temperatura de 20°C e 101,325 kPa., .

Tabela 6 - Matriz dos testes do MMX realizados no circuito multifásico do laboratório

Ponto da matriz	duração do teste (s)	Q <sub>liq</sub> (m <sup>3</sup> /h)	BSW (%)	Q <sub>oleo</sub> (m <sup>3</sup> /h)	Q <sub>gas</sub> (m <sup>3</sup> /h)	RGL
12A	405	10,2	25,0	7,7	0	0
11A	376	24,8	24,6	18,7	0	0
18	435	23,0	24,6	17,3	40,2	1,7
16	652	22,7	24,5	17,1	96,1	4,2
19A	335	30,6	24,6	23,1	0	0
20	490	28,7	24,4	21,7	46,7	1,6
19	1051	29,7	24,6	22,4	72	2,4
22A	299	9,4	56,4	4,1	0	0
25A	539	24,0	56,3	10,5	0	0
25	413	24,0	56,4	10,5	56,4	2,4
26	1351	22,7	56,4	9,9	91,8	4,0
21A	1074	27,1	55,8	12	0	0
29	372	28,6	56,1	12,6	19,2	0,7
43A	292	24,5	85,6	3,5	0	0
45	801	24,6	84,4	3,8	148,2	6,0
47	661	51,1	84,2	8,0	47,3	0,9

Fonte: o autor (2018)

Os testes foram realizados no passado e os resultados foram utilizados para estudo nesta dissertação. A escolha da matriz de testes, assim como seus tempos de duração de cada teste foram por meio de critérios econômicos devido ao elevado custo operacional do laboratório.

## 4.2 Bancada de teste na plataforma

O MMX foi instalado em um desvio (*by pass*) localizado a montante do separador de testes. A cada teste de poço a produção escoava pelo MMX, depois por um trocador de calor e, finalmente, no separador de testes onde é feita a medição de óleo, água e gás separadamente, com medidores para fluido monofásico. A Figura 13 apresenta um desenho esquemático do desvio construído na plataforma.

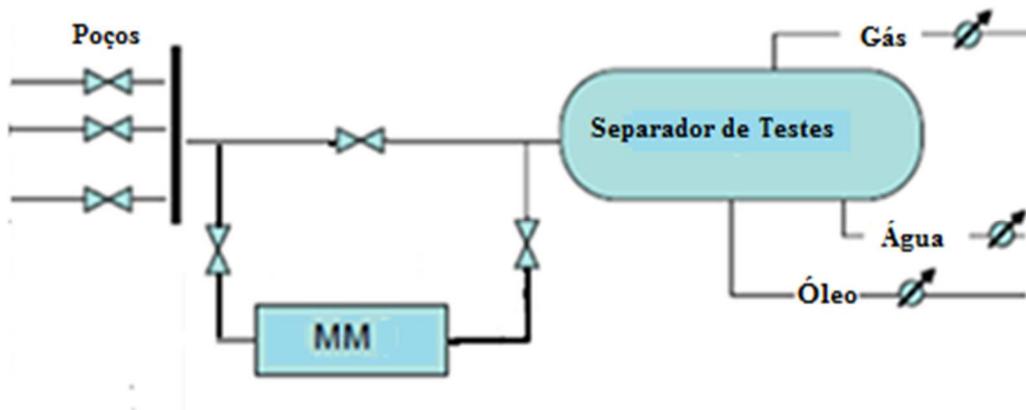


Figura 13 - Desenho esquemático do desvio (*by pass*) construído a montante do separador de testes na plataforma.

Fonte: o autor (2018)

Os resultados de medição do MMX foram avaliados em comparação com os resultados do sistema de medição do separador de testes. O separador de testes é um vaso que promove a separação dos três componentes predominantes na produção de um poço: petróleo, gás e água.

A vazão de gás é medida por meio da diferença de pressão em placa de orifício. A placa de orifício fica contida num equipamento denominado porta-placa que permite a substituição ou inspeção do instrumento sem parada da vazão da linha de saída do gás.

A vazão de óleo é medida por um medidor tipo turbina helicoidal e a vazão da água foi medida por um medidor que utiliza o princípio magnético. Além disso, o teor de água remanescente na corrente de óleo foi determinado por análises laboratoriais de amostras retiradas durante dos testes de poços.

A avaliação do MMX é feita com base na de vazão volumétrica na condição padrão exigida pela ANP (20°C e 101,325 kPa). É importante ressaltar que as condições de temperatura e pressão do escoamento no medidor multifásico e no separador de testes são diferentes entre si e da condição padrão. Essa diferença pode aumentar a incerteza de medição do MMX em teste e do sistema de medição do separador de testes (PISSOLATO, 2013). Foram disponibilizadas informações de propriedades dos fluidos como viscosidade, massa específica e a análise PVT<sup>7</sup> do petróleo ao fabricante do medidor a fim de realizar os ajustes necessários na

<sup>7</sup> Se refere a análise de comportamento volumétrico das fases óleo e gás em diferentes temperaturas e pressões a fim de corrigir a vazão volumétrica da condição de operação para condição padrão.

configuração do MMX antes dos testes. Não é escopo desta dissertação avaliar o impacto do PVT sobre as medições de vazão do MMX e da referência. Além disso, a falta de estabilização do processo de separação do separador de testes pode acrescentar erros e incertezas à medição (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 1993). Por isso foi convencionado um tempo mínimo de estabilização de 2 horas antes do início de cada teste, isto é, o poço foi alinhado ao MMX e separador de testes por 2 horas antes do início da coleta de dados dos testes. Esse tempo foi escolhido por fazer parte do procedimento operacional padronizado da plataforma.

#### **4.2.1 Medidores de referência do teste na plataforma**

Neste capítulo são apresentados mais detalhes dos medidores que compõem o sistema de medição do separador de testes e que foram utilizados como referência dos testes do MMX na plataforma.

##### **4.2.1.1 Medidor de vazão de óleo tipo turbina**

O medidor de vazão volumétrica tipo turbina está instalado na saída de óleo do separador de testes e foi a referência usada para avaliação do MMX na medição de vazão volumétrica de óleo. Cabe informar que a plataforma atende ao requisito metrológico do Regulamento Técnico Metrológico da ANP/Inmetro número 1 de 2013 no que tange ao prazo de calibração de 12 meses do medidor turbina instalado no ponto de medição de apropriação. Esse medidor é calibrado com o próprio petróleo da plataforma com o uso de um provador compacto.

Dados do medidor turbina:

- Fabricante: Faure Harman;
- Número de série: 800864;
- Diâmetro: 4'';
- Faixa de vazão calibrada para: 20 a 170 m<sup>3</sup>/h;

- Local de instalação: a jusante do vaso separador de testes na saída de óleo.
- Incerteza de medição: 0,05%

#### **4.2.1.2 Medidor de vazão de água tipo magnético**

O medidor de vazão volumétrica tipo magnético está instalado na saída de água do separador de testes. Este é a referência usada para avaliação do MMX na medição de vazão volumétrica de líquido e na medição de teor de água. Esse medidor realiza uma medição operacional, logo não possui prazo regulamentar para passar por calibração. A unidade operacional possui rotina operacional de verificação metrológica desse medidor

Dados do medidor magnético:

- Modelo: OPTIFLUX 4300 C
- Diâmetro nominal: 4"
- Fabricante: Krohne;
- Local de instalação: a jusante do vaso separador de testes na saída de água.
- Incerteza de medição: 0,2%

#### **4.2.1.3 Medidor de vazão de gás tipo placa de orifício**

O medidor de vazão volumétrica tipo placa de orifício, instalado na saída de gás do separador de testes, foi usado como referência para avaliação do MMX na medição de vazão volumétrica de gás. A plataforma atende ao requisito metrológico do Regulamento Técnico Metrológico da ANP/Inmetro número 1 de 2013 no que tange ao prazo de inspeção de 12 meses do elemento primário de diferencial de pressão (placa de orifício) e 36 meses do porta-placas e trecho reto.

Dados do medidor placa de orifício:

- Fabricante: Canalta
- Modelo: 815DC8071

- Diâmetro nominal: 205 mm
- Local de instalação: a jusante do vaso separador de testes na saída de gás.
- Incerteza de medição: 1,5%

#### 4.2.2 Fluidos dos poços da plataforma

Os poços da plataforma são de um mesmo campo produtor. Sendo assim, os fluidos produzidos por eles têm características físico-químicas semelhantes.

A Tabela 7 apresenta os valores de °API, densidade relativa e viscosidade dinâmica do petróleo dos poços dessa plataforma.

Tabela 7 - Densidade (°API), densidade relativa e viscosidade dinâmica do petróleo dos poços

Densidade (°API)	17,1 °API
Densidade relativa (a 20/4°C)	0,9483
Viscosidade dinâmica - (a 010,0°C)	7293,5 mPa.s
Viscosidade dinâmica - (a 020,0°C)	2534,8 mPa.s
Viscosidade dinâmica - (a 030,0°C)	1018,7 mPa.s
Viscosidade dinâmica - (a 040,0°C)	475,6 mPa.s
Viscosidade dinâmica - (a 050,0°C)	244 mPa.s

Fonte: o autor (2018)

As salinidades da água produzida dos poços variam de 95.000 mg/L a 150.000 mg/L.

As propriedades típicas e a composição molar do gás natural dos poços da plataforma encontram-se na Tabela 8.

Tabela 8 - Propriedades típicas e a composição molar do gás natural utilizado dos poços da plataforma

Densidade a 20°C		0,733
viscosidade		0,0136 cP
massa molar média		21,2 g/gmol
água	H <sub>2</sub> O	0 %
Hélio	He	0 %
Gás Carbônico	CO <sub>2</sub>	0,41 %
Oxigênio	O <sub>2</sub>	0 %
Nitrogênio	N <sub>2</sub>	0,54 %
Metano	C1	87,03 %
Etano	C2	4,87 %
Propano	C3	1,59 %
Iso-Butano	IC4	0,69 %
Butano	C4	0,88 %
Iso-Petano	IC5	0,56 %
Petano	C5	0,44 %
Hexano	C6	0,82 %
Heptano	C7	1,13 %
Octano	C8	0,75 %
Nonano	C9	0,29 %
Decano	C10	0 %

Fonte: o autor (2018)

### 4.2.3 Poços testados

Foram realizados testes com dez diferentes poços na plataforma. Os poços foram denominados P-04, P-09, P-13, P-14, P-16, P-24, P-31, P-51, P-53 e P-54.

A pressão e a temperatura dos poços na linha de teste variam, respectivamente, nas faixas de 800-1200 kPa e 20–71°C.

A Tabela 9 apresenta as características de vazão e composição médias de cada um dos 10 poços da plataforma.

Tabela 9 - Características de vazão e composição de cada um dos 10 poços da plataforma

Poço	tempo de teste (t) Segundos	vazão de líquido (Q <sub>liq</sub> ) m <sup>3</sup> /h	vazão de gás (Q <sub>g</sub> ) m <sup>3</sup> /h	teor de água (BSW) %	Razão gás-líquido (RGL) -
P 04	64800	91,4	1751	62,6	18,9
P 09	14401	106,3	946	84,9	8,6
P 13	54000	176,9	2328	77,5	12,0
P 14	68400	163,8	1337	88,0	7,6
P 16	72000	120,6	2020	69,6	14,9
P 24	57600	158,8	1535	85,3	8,9
P 31	57600	2121,7	2247	77,2	1,0
P 51	39600	100,7	1679	71,8	15,4
P 53	12600	114,0	12141	80,1	96,5
P 54	25200	154,3	2443	73,8	14,4

Fonte: o autor (2018)

## **5**

### **Resultados e análise**

Nesta seção são apresentados os resultados e a análise dos testes do MMX em laboratório com fluidos reais e no campo, numa plataforma de produção de petróleo e gás.

#### **5.1**

##### **Análise de resultados dos testes de desempenho do MMX em laboratório**

O objetivo desta seção é apresentar os resultados dos testes de desempenho do medidor de vazão de fluido multifásico X (MMX) para a aplicação de medição de vazão de líquido, de óleo, de gás e medição de teor de água para fins de medição para apropriação e operacional no laboratório. Os testes foram realizados na bancada de teste chamada de circuito multifásico. Cada teste foi iniciado quando o as referências indicavam vazões estáveis, assim como a pressão e a temperatura.

##### **5.1.1**

###### **Referências dos testes de desempenho do MMX em laboratório**

Conforme já informado, o circuito multifásico opera em circuito fechado para óleo e água e circuito aberto para gás. Sendo assim, a quantidade de água e de óleo são introduzidas na bancada conforme o ponto da matriz de testes requerido e estes fluidos circulam em circuito fechado. Gás é introduzido e retirado do circuito continuamente.

As vazões de óleo e água são medidas de forma conjunta através do medidor mássico coriolis (FT-122301A) após passar por uma bomba centrífuga. O teor de água da corrente líquida é medido pelo princípio de absorção de energia micro-

ondas num ponto antes da introdução do gás natural. A vazão volumétrica de gás natural é medida por outro medidor mássico coriolis (FT-100) antes de se misturar com a corrente líquida.

### 5.1.2

#### **Apresentação dos resultados de erros de medição de vazão de líquido, teor de água e de óleo do MMX no laboratório**

Nessa seção são apresentados os erros relativos de medição de vazão volumétrica de líquido (óleo e água) e somente óleo do MMX em cada teste, calculado por meio da diferença relativa entre os resultados da referência. A vazão volumétrica de óleo é obtida por meio da vazão de líquido descontada a vazão de água. A vazão de água é calculada por meio da vazão de líquido multiplicada pelo teor de água medido pelo medidor de teor de água. O erro de teor de água é calculado por meio da diferença absoluta entre os resultados do MMX e da referência. Os valores dos erros são apresentados em módulo para facilitar a apresentação e visualização. As vazões volumétricas são relatadas a 20°C e 101,325 kPa.

Na Figura 14 são apresentados os resultados de medição de vazão de líquido do MMX versus os resultados de medição de vazão de líquido da referência para cada teste realizado em laboratório.

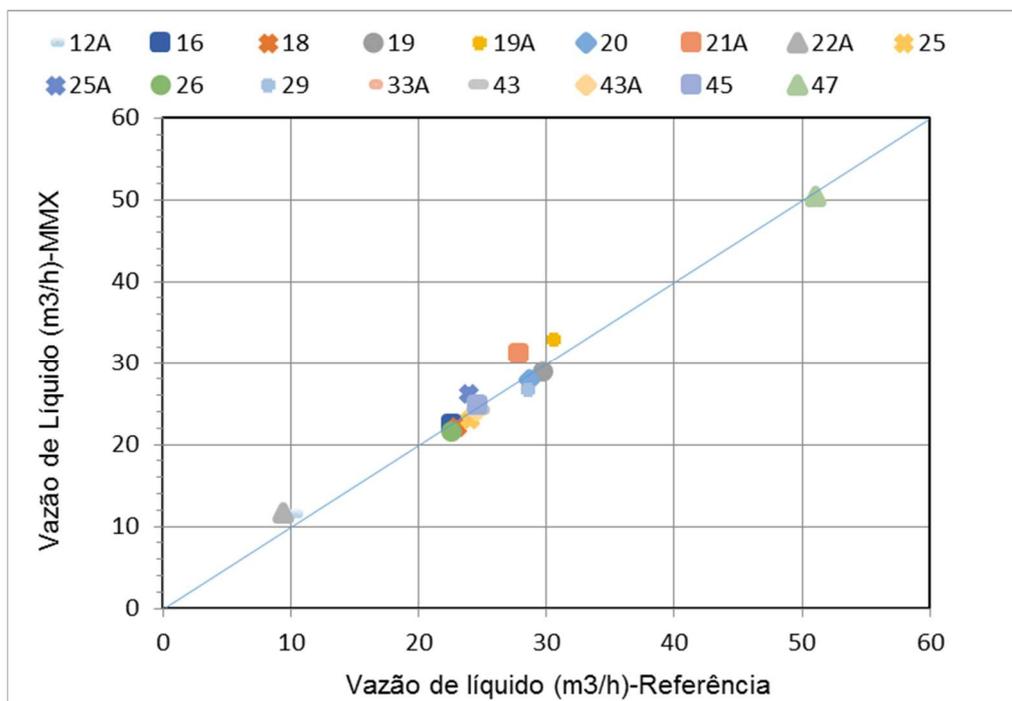


Figura 14 - Resultados de medição de vazão de líquido do MMX versus os resultados de medição de vazão de líquido da referência para cada teste realizado em laboratório.

Na Figura 15 são apresentados os resultados de medição de vazão de óleo do MMX versus os resultados de medição de vazão de óleo da referência para cada teste realizado em laboratório.

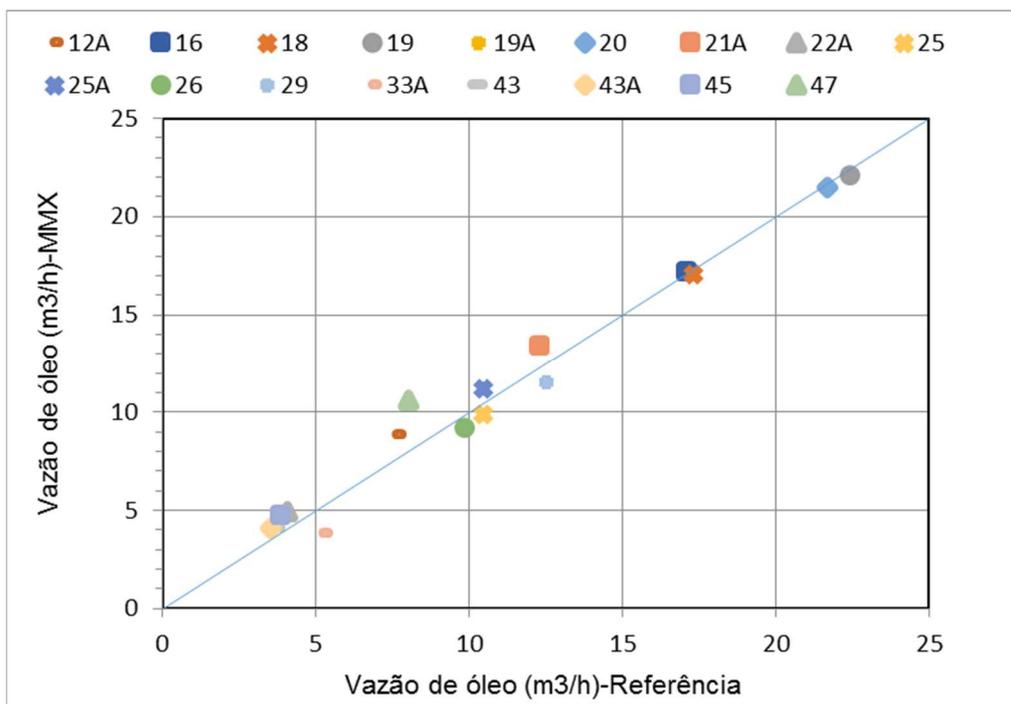


Figura 15 - Resultados de medição de vazão de óleo do MMX versus os resultados de medição de vazão de óleo da referência para cada teste realizado em laboratório.

Os resultados de vazão apresentados nas Figura 14 e Figura 15 não permitem observar a presença de erro sistemático nas medições do MMX.

Na Figura 16 são apresentados os erros relativos de medição de vazão volumétrica de líquido e óleo do MMX em cada teste. Os testes estão em ordem crescente de vazão e teor de água para avaliação da influência desses parâmetros no erro relativo dessas medições. Na Figura 16 é utilizada uma codificação para cada teste, a fim de facilitar a visualização dos parâmetros dos testes. O modelo da codificação é XX/YY/WW/ZZ, no qual XX apresenta o código do ponto da matriz de testes (ver Tabela 5), YY representa a vazão volumétrica de líquido, WW representa o teor de água na corrente líquida e ZZ representa a razão gás-líquido (RGL) do escoamento multifásico.

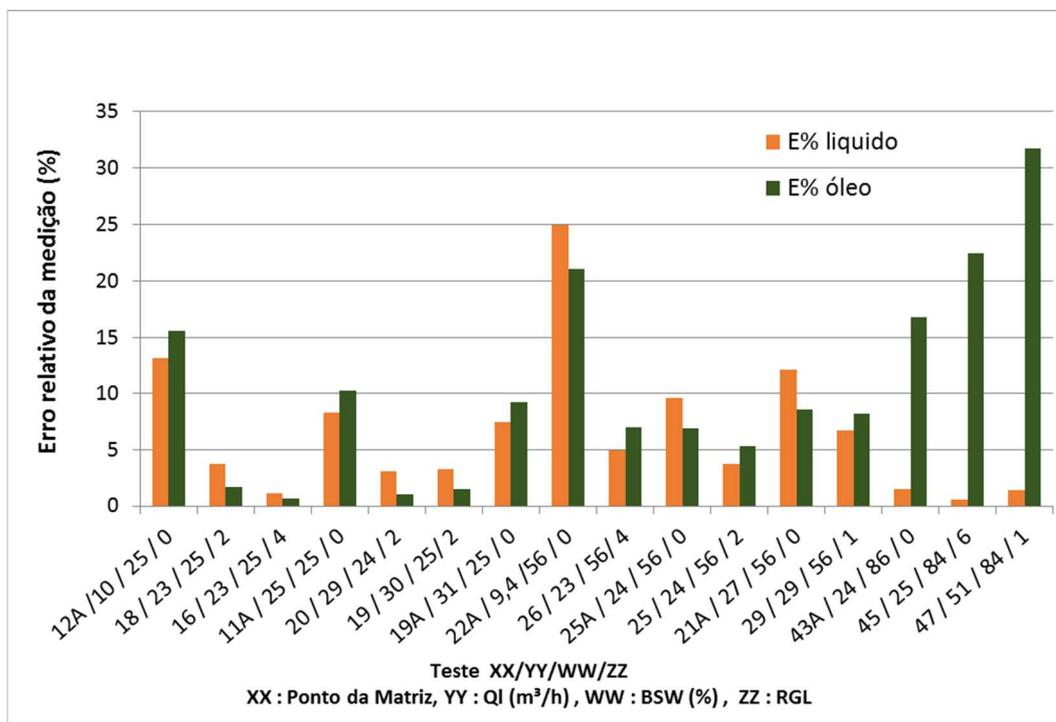


Figura 16 - Erros relativos de medição de vazão volumétrica de líquido e de óleo do MMX em cada teste

Ao analisar os erros de medição de líquido e de medição de óleo percebe-se uma tendência dos testes sem a presença de gás (testes com RGL igual a zero) apresentarem maiores erros que os testes com gás. O MMX informou vazão de gás mesmo nos testes sem a presença de gás. Provavelmente, o fato do MMX sempre apresentar um mínimo de presença de gás ocupando o volume no escoamento multifásico sem gás, aumenta o erro de medição de vazão de líquido e medição de vazão de óleo (CAZAREZ et al., 2010).

A medição de vazão de líquido apresentou erros muito inferiores nos testes com teor de água superior a 80% (testes 43A, 45 e 47) possivelmente pela mudança da característica físico-química do fluido multifásico pela redução da viscosidade (MILLS et al., 2013). Nesse elevado teor de água, a fase contínua do fluido líquido é predominantemente água e o óleo é uma dispersão nesse fluido (FALCONE et al., 2001). Contudo, a medição de vazão de óleo apresentou erros superiores com teor de água acima de 80%.

Na Figura 17 são apresentados os resultados de medição de teor de água do MMX versus os resultados de medição teor de água da referência para cada teste realizado em laboratório.

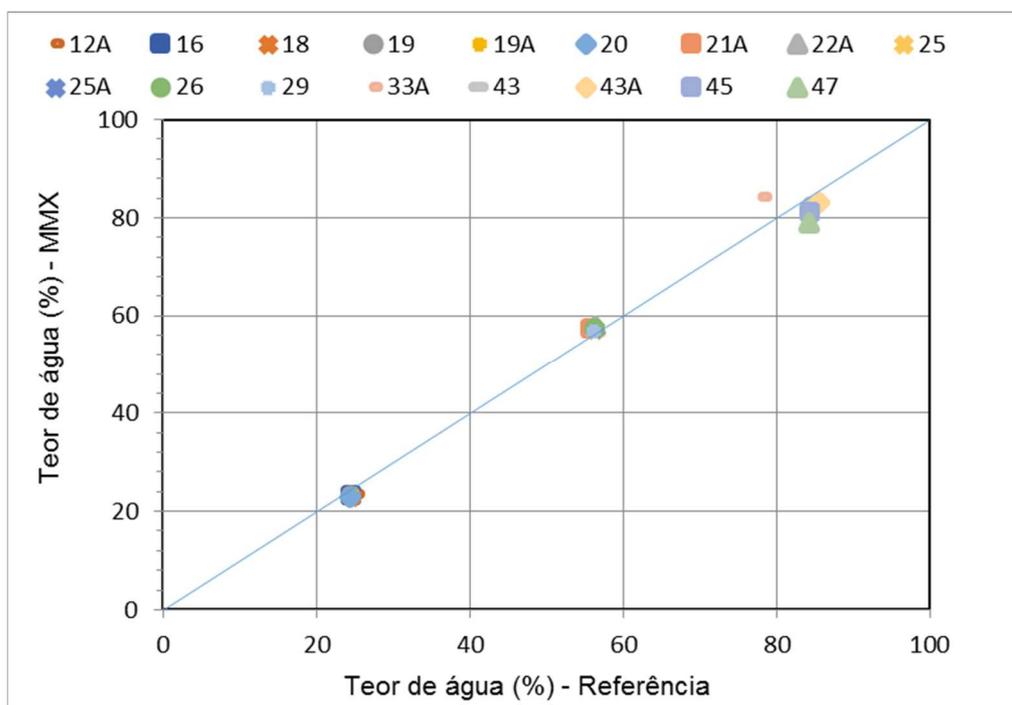


Figura 17 - Resultados de medição de teor de água do MMX versus os resultados de medição teor de água da referência para cada teste realizado em laboratório.

Não foi possível observar um erro sistemático nas medições de teor de água do MMX pela análise visual da Figura 17.

A Figura 18 apresenta os erros absolutos de medição de teor de água do MMX em cada teste. Os testes estão em ordem crescente de vazão e teor de água para avaliação da influência desses parâmetros no erro absoluto dessa medição. Os erros foram apresentados em módulo para facilitar a visualização.

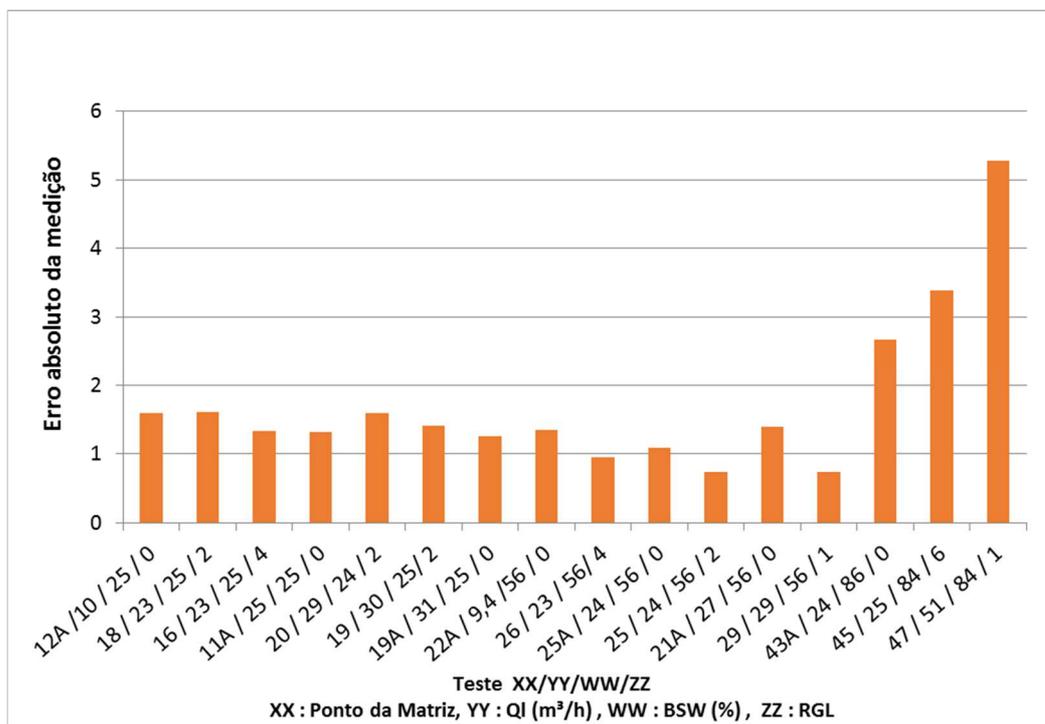


Figura 18 - Erros absolutos de medição de teor de água do MMX em cada teste.

O erro absoluto da medição de teor de água mais que dobrou nos experimentos com teor de água acima de 80%. Nessa condição a medição de teor de água é um desafio para qualquer tecnologia, uma vez que a quantidade de óleo é muito reduzida, e pode haver a segregação do óleo da fase água no escoamento na tubulação (ELSETH, 2001). Provavelmente, por esse motivo também houve o aumento do erro na medição de vazão volumétrica de óleo nos experimentos de maior teor de água.

### 5.1.3

#### Apresentação dos resultados de erros de medição de vazão de gás do MMX em laboratório

Nesta seção, são apresentados os erros relativos de medição de vazão volumétrica de gás do MMX em cada teste, calculado por meio da diferença com respeito aos valores da referência (vazão volumétrica de gás medida pelo medidor tipo coriolis FT-100). As vazões volumétricas são gravadas nas condições de 20°C e 101,325 kPa.

Na Figura 19 são apresentados os resultados de medição de vazão de gás do MMX versus os resultados de medição vazão de gás da referência para cada teste realizado com vazão de gás em laboratório.

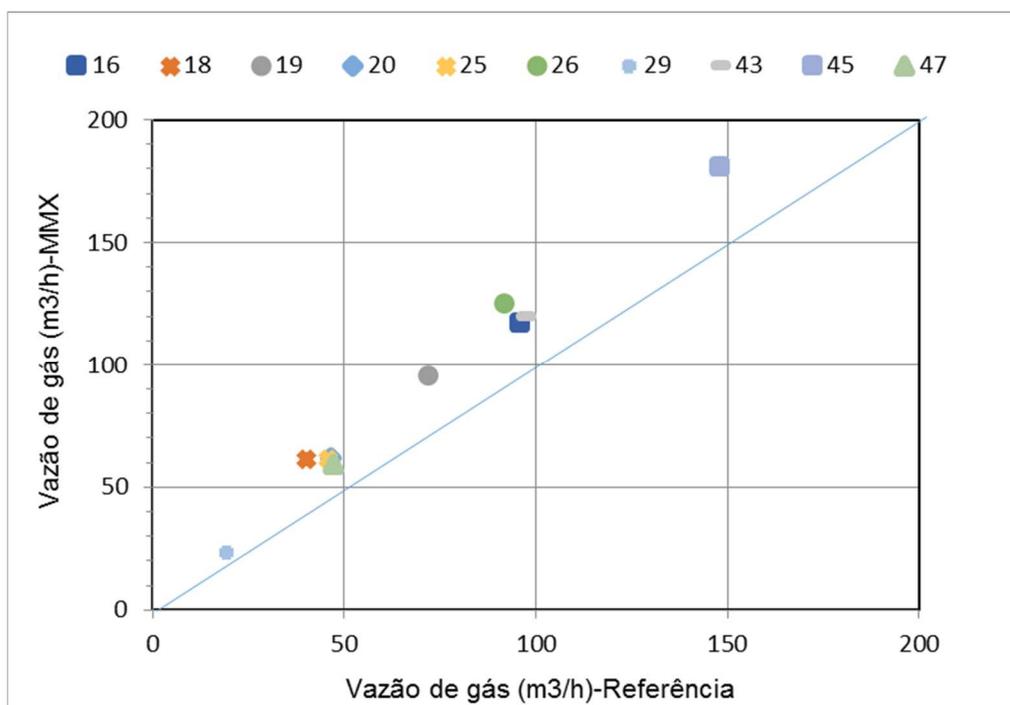


Figura 19 - Resultados de medição de vazão de gás do MMX versus os resultados de medição vazão de gás da referência para cada teste realizado com vazão de gás em laboratório.

É possível observar que há um erro sistemático nas medições de vazão de gás do MMX analisando visualmente a Figura 19.

A Figura 20 apresenta os erros relativos de medição de vazão volumétrica de gás do MMX em cada teste. Os testes estão em ordem crescente de, respectivamente, teor de água (BSW) e razão gás – líquido (RGL), para avaliação da influência desses parâmetros no erro relativo da medição de vazão volumétrica de gás. Os valores dos erros são apresentados em módulo para facilitar a apresentação e visualização. Os testes que apresentam erros relativos iguais a zero foram testes sem vazão de gás.

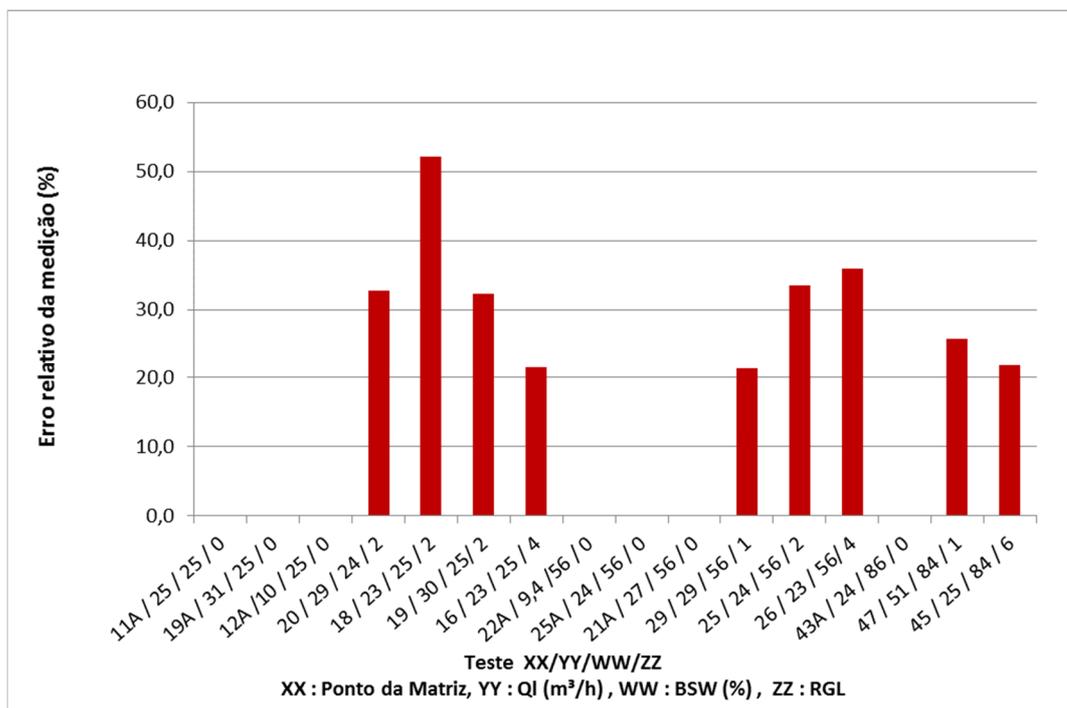


Figura 20 - Erros relativos de medição de vazão volumétrica de gás do MMX em cada teste

Ao analisar a Figura 20 não foi possível verificar uma tendência clara de variação do erro de medição de vazão volumétrica de gás pela mudança dos parâmetros dos testes realizados.

#### 5.1.4

#### **Análise gráfica da repetibilidade da medição de vazão de líquido, gás e teor de água**

Os dados obtidos de medição de vazão volumétrica de líquido, gás e teor de água de cada teste foram gravados a cada segundo no supervisório do laboratório corrigidos para a condição padrão de 20°C e 101,325 kPa. A metodologia dessa análise está descrita no capítulo 3.2 desse documento.

Como exemplo, serão apresentados os gráficos gerados para o MMX e as referências a partir dos dados do teste 20 da matriz de testes. Neste teste a vazão de líquido média foi de 28,7 m³/h, teor de água médio de 24,4 % e vazão de gás média de 46,7 m³/h e o tempo total da corrida foi de 490 segundos. O Apêndice A

apresenta os demais gráficos de repetibilidade do MMX e das referências na medição de óleo dos testes em laboratório.

Na Figura 21 está mostrado o comportamento da repetibilidade da medição de vazão volumétrica de líquido do medidor de referência tipo coriolis FT-122301A no teste 20 como função do tempo de integração e diversos números de corridas.

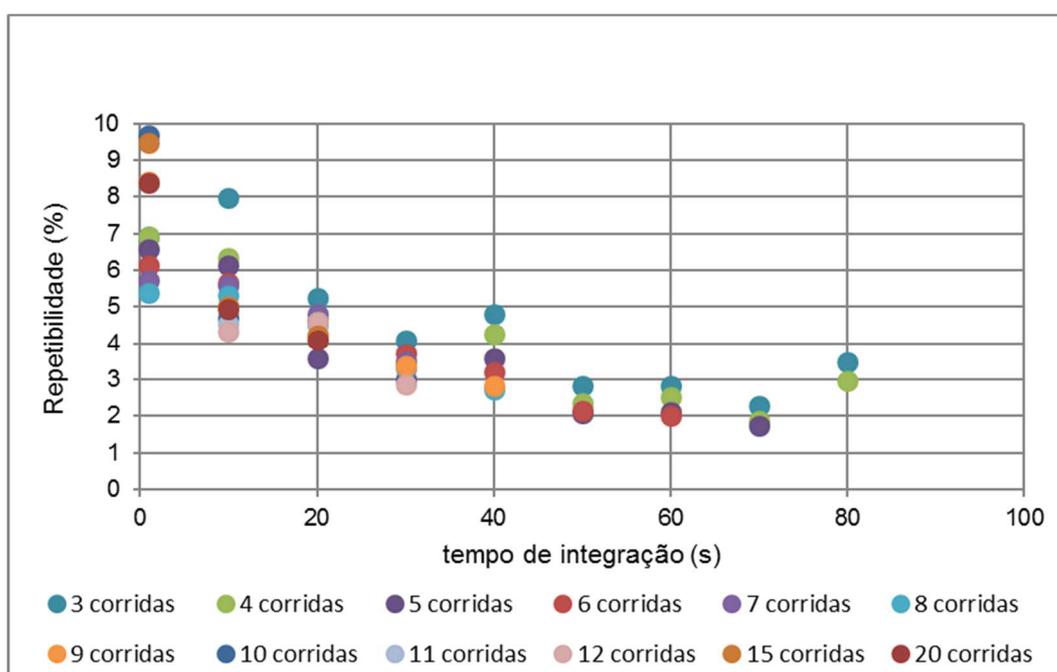


Figura 21 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor tipo Coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de líquido do teste 20

Na Figura 22 está mostrado o comportamento da repetibilidade da medição de vazão volumétrica de líquido do MMX no teste 20 como função do tempo de integração com diversos números de corridas.

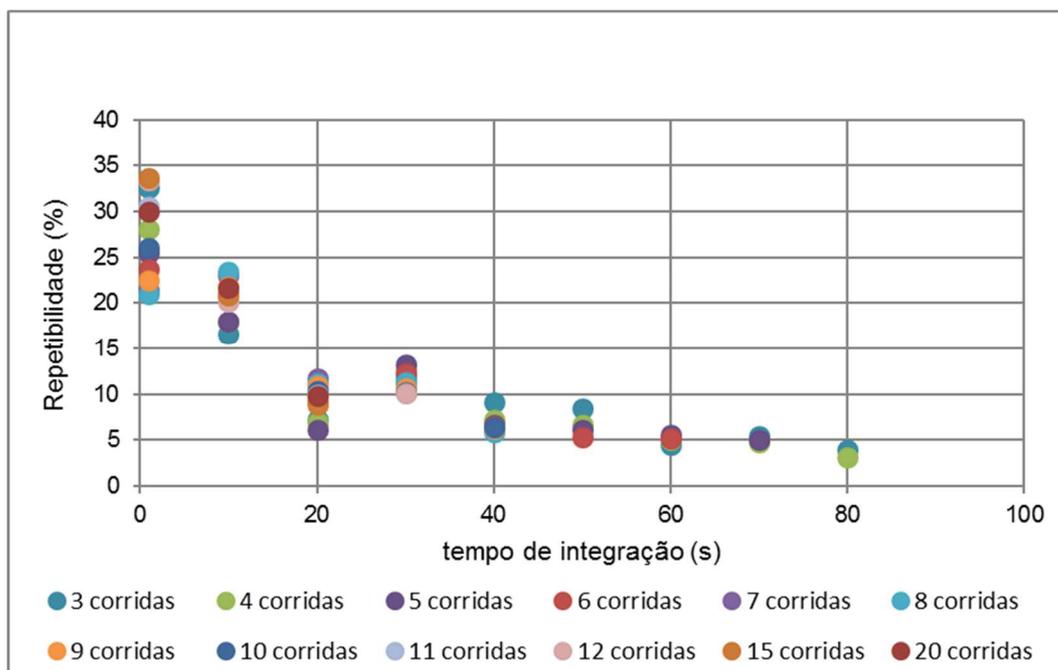


Figura 22 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão volumétrica de líquido do teste 20

Na Figura 23 está mostrado o comportamento da repetibilidade da medição de teor de água da corrente líquida do medidor de teor de água referência no teste 20, como função do tempo de integração e diversos números de corridas.

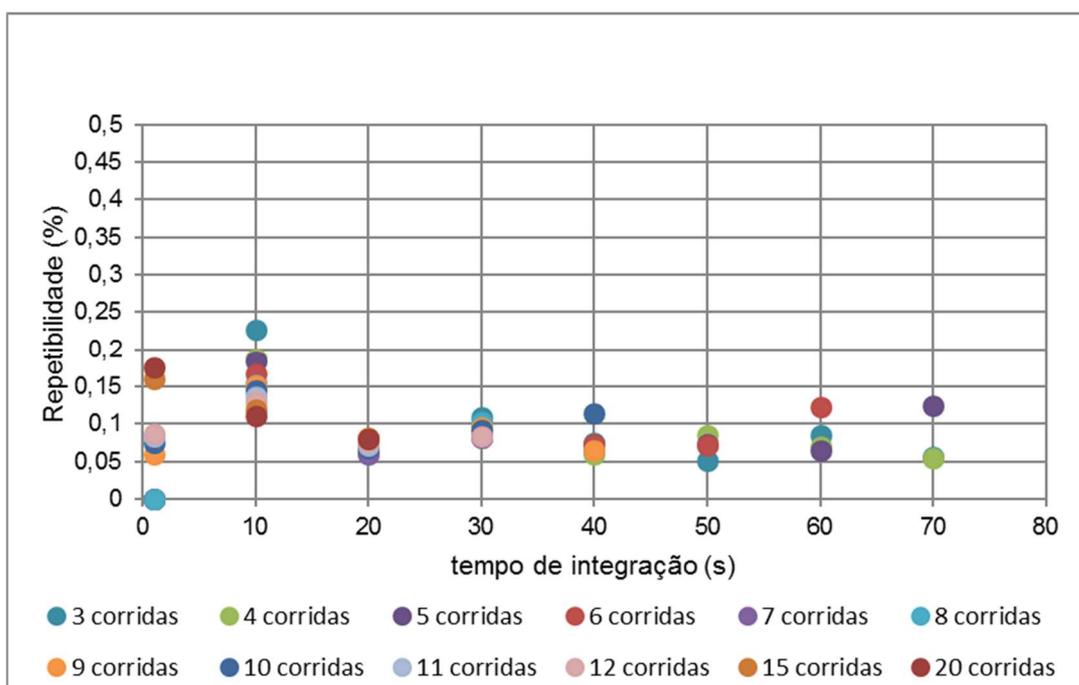


Figura 23 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água referência na corrente líquida do teste 20

Na Figura 24 está mostrado o comportamento da repetibilidade da medição de teor de água do MMX no teste 20, como função do tempo de integração com diversos números de corridas.

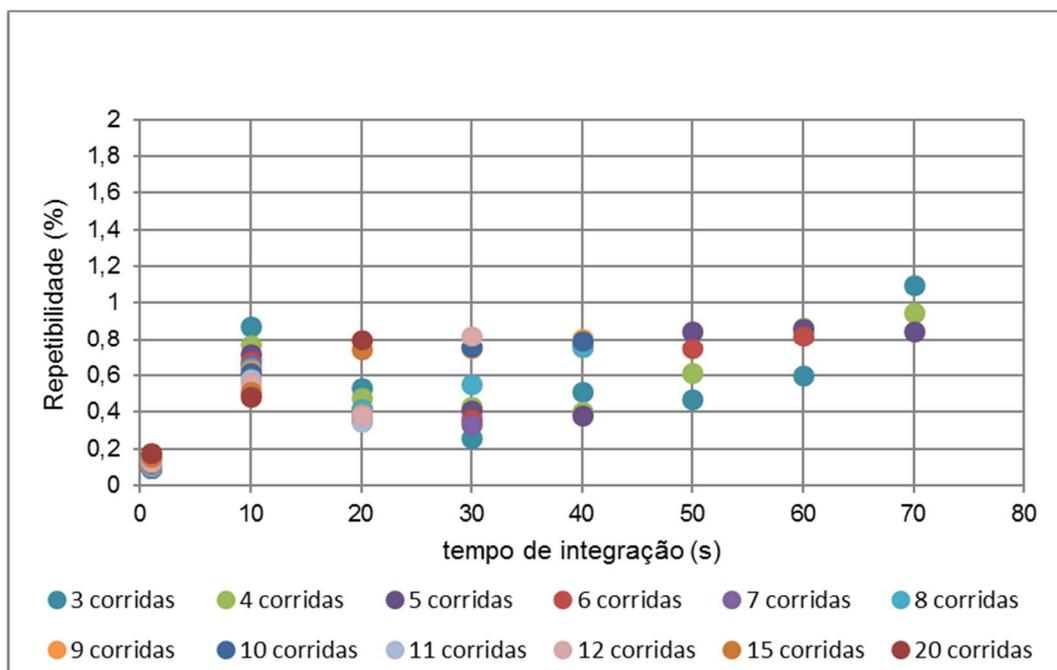


Figura 24 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água no teste 20

Na Figura 25 está mostrado o comportamento da repetibilidade da medição de vazão volumétrica de gás do medidor referência coriolis FT-100 no teste 20 como função do tempo de integração e diversos números de corridas.

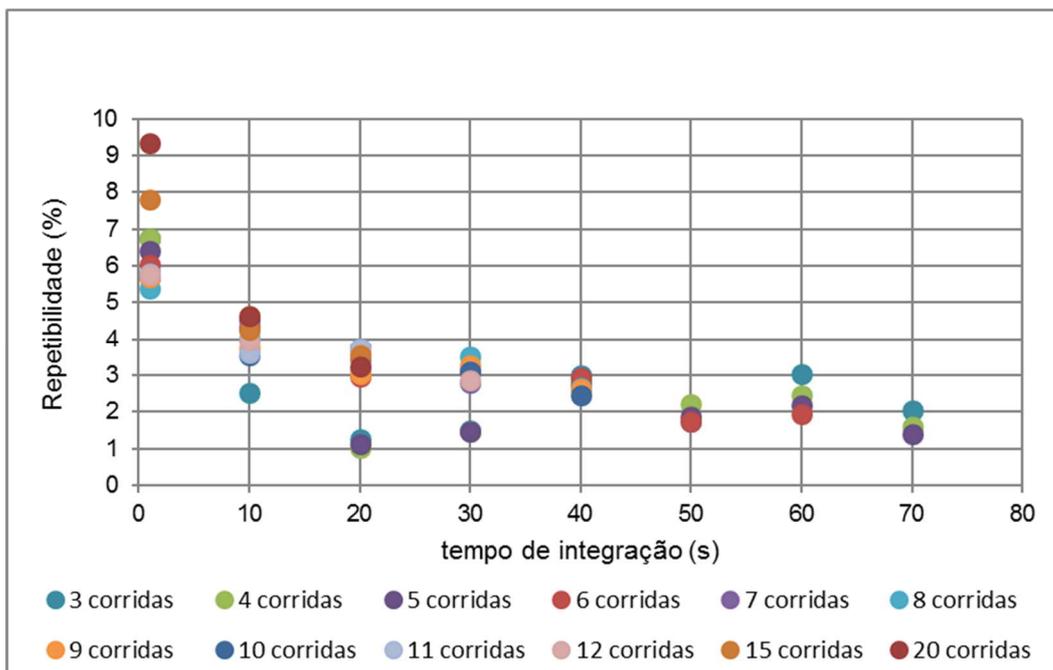


Figura 25 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor referencial coriolis FT-100 na medição de vazão de gás do teste 20

Na Figura 26 está apresentado o comportamento da repetibilidade da medição de vazão volumétrica de gás do MMX no teste 20, como função do tempo de integração e diversos números de corridas.

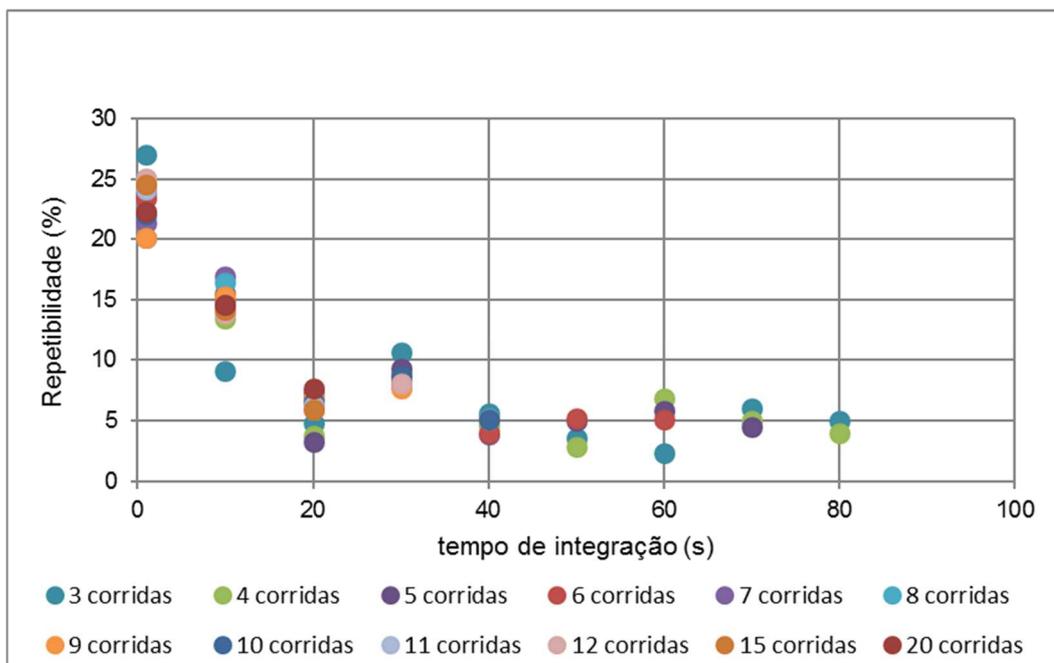


Figura 26 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão volumétrica de gás do teste 20

Pela análise dos gráficos do teste 20 realizados no laboratório é possível observar que os dados da medição de vazão de líquido, teor de água e gás não geraram uma assíntota bem definida e estável nem mesmo nos gráficos dos medidores de referência. Isso pode demonstrar que os tempos de duração dos testes não foram suficientes para a determinação de uma repetibilidade estável e representativa (ver seção 3.2). A análise comparativa com os gráficos dos resultados dos testes na plataforma vai mostrar que a duração dos testes no laboratório foi curta demais para se obter uma repetibilidade estável e representativa.

Além disso, é importante destacar que a medição de vazão do escoamento conjunto de água e óleo não é uma condição ideal para o medidor de referência com o princípio coriolis FT-122301A. Skea e Hall (1999, p. 151-157) apresentaram resultados de mistura de água e óleo mineral com três medidores de vazão tipo coriolis. Foram realizados experimentos com óleo em água e água em óleo com misturas de até 15 %. Dois dos três apresentaram problemas na medição de vazão volumétrica em baixas vazões. Skea e Hall informam que provavelmente isso ocorreu devido à separação da água e do óleo na linha. Os fluidos separados se distribuem diferentemente nos dois tubos do medidor coriolis gerando um desbalanceamento que causa um amortecimento e uma mudança no centro de massa do eixo dos tubos que vibram (BASSE, 2016).

Há no mercado modelos de medidores do tipo coriolis que informam realizar a medição de vazão de escoamento bifásico. Contudo, não é conhecido o seu desempenho metrológico nessas condições. Além disso, existem medidores multifásicos que utilizam o princípio físico de coriolis para medir vazão de escoamento multifásico com algoritmos específicos para compensar os desafios relatados.

### **5.1.5 Determinação da incerteza de medição do MMX no laboratório**

Os fabricantes de medidores multifásicos comerciais apresentam as incertezas dos seus equipamentos na forma de percentual relativo de vazão de

líquido e vazão de gás; e na forma absoluta na medição de teor de água. Comumente os fabricantes não apresentam as incertezas relativas da medição de vazão de óleo.

Neste capítulo serão apresentadas as incertezas de medição de vazão de líquido, vazão de óleo, vazão de gás e teor de água do MMX calculados a partir dos testes realizados no laboratório.

#### **5.1.5.1**

#### **Determinação da incerteza de medição de vazão de líquido e teor de água do MMX no laboratório**

Para cada teste foi calculada a incerteza relativa da medição de vazão volumétrica de líquido e a incerteza absoluta de medição de teor de água do MMX. Foi selecionado o tempo de integração com seu respectivo número de corridas que obteve uma repetibilidade considerada estável e representativa (caracterizado pela assíntota, conforme já relatado).

Na incerteza do MMX foi considerada a propagação das incertezas das referências: Medidores coriolis FT-122301A para medição de vazão volumétrica de líquido e do medidor de teor de água para medição de teor de água. Os cálculos da incerteza de medição de vazão de líquido e de teor de água dos testes do laboratório foram descritos na seção 3.3.2 dessa dissertação.

A Figura 27 apresenta as incertezas relativas percentuais do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de líquido para cada teste realizado no laboratório.

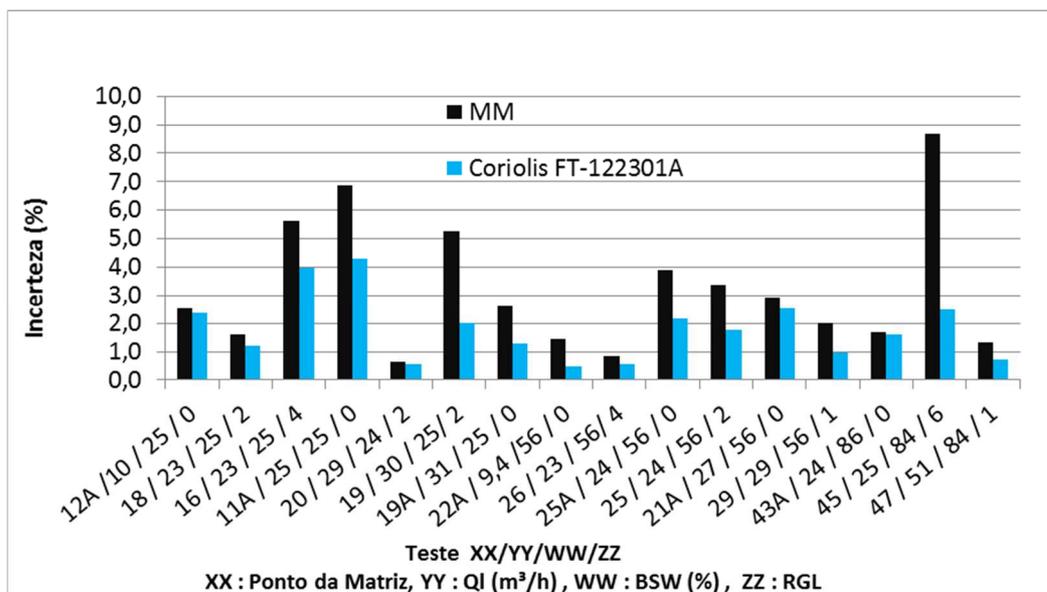


Figura 27 - Incerteza relativa percentual do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de líquido para cada teste realizado no laboratório

Não é possível associar o aumento da incerteza de medição de vazão de líquido com algum dos parâmetros manipulados nesses testes. O teste 45 que possui a maior RGL apresenta maior incerteza de medição de vazão de líquido, contudo o teste 11A apresentou incerteza elevada sem a presença de gás na linha.

Dez (10) dos 16 testes, as incertezas calculadas para a medição com o MMX estiveram abaixo do valor da incerteza de medição de vazão de líquido reivindicada pelo fabricante, que é de 3 %.

A Figura 28 apresenta as incertezas absolutas do MMX e do medidor de teor de água referência na medição de teor de água para cada teste realizado no laboratório com teor de água de até 56 %.

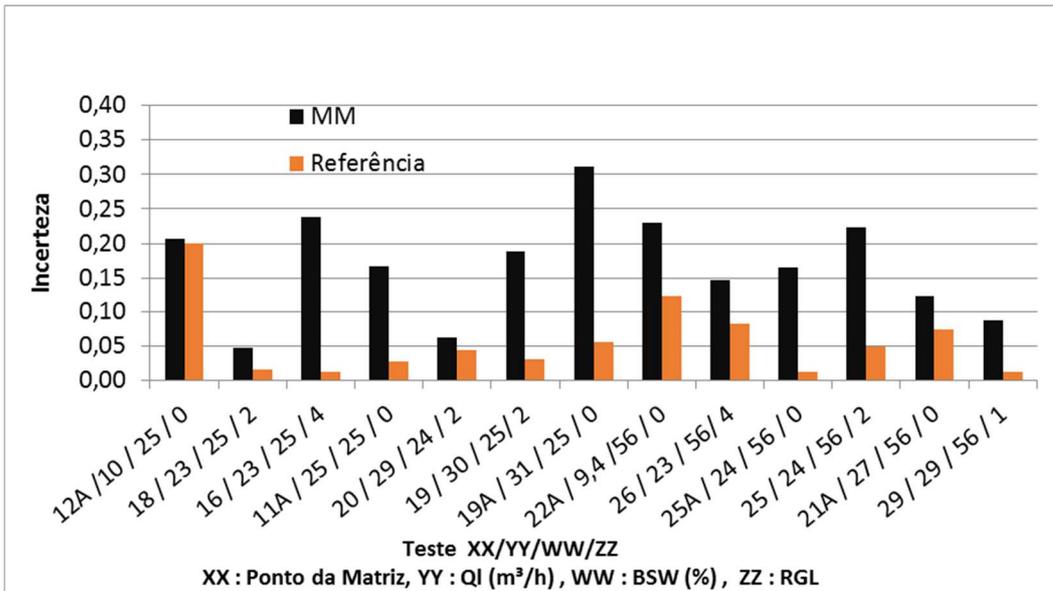


Figura 28 - Incertezas absolutas do MMX e do medidor de teor de água de referência na medição de teor de água para cada teste realizado no laboratório com teor de água de até 56 %.

A Figura 29 apresenta as incertezas absolutas do MMX e do medidor de teor de água referência na medição de teor de água para cada teste realizado no laboratório com teor de água a cima de 56 %.

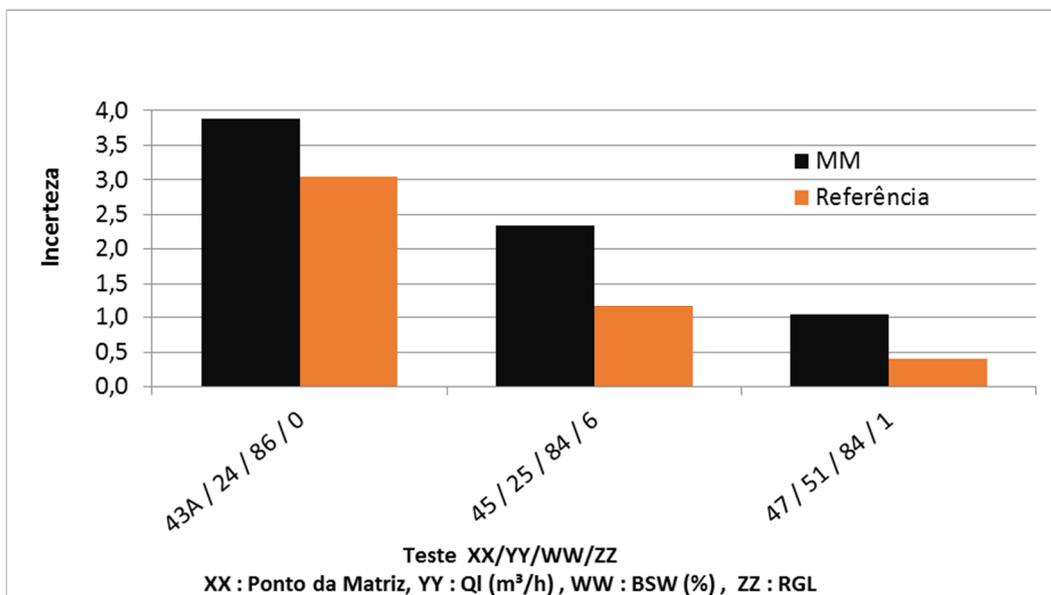


Figura 29 - Incertezas absolutas do MMX e do medidor de teor de água de referência na medição de teor de água para cada teste realizado no laboratório com teor de água acima de 56 %.

A incerteza de medição reivindicada pelo fabricante do medidor de teor de água de referência que utiliza o princípio de absorção de energia micro-ondas é de

0,2 %. Esse valor só não foi alcançado nos testes realizados com o teor de água superior a 80 %.

A incerteza absoluta do MMX e do medidor de teor de água de referência aumentaram significativamente nos experimentos com teor de água a cima de 80%. Isso pode ter sido causado pela inversão da emulsão de fase contínua óleo para fase contínua água que facilita a separação do óleo da água devido à diminuição da viscosidade. O modelo de eficiência de separação é baseado na lei de arrasto de Stokes (PUTTEN, 2014). A velocidade de deslizamento vertical,  $v_s$ , de uma fase dispersa “d” em uma fase contínua “c” no regime de Stokes é determinada pela equação de Stokes:

$$v_s = \frac{(\rho_d - \rho_c)gd_d^2}{18\mu_c} \quad (37)$$

Como a viscosidade da fase contínua fica no denominador da equação de Stokes a diminuição da viscosidade contribui para o aumento da velocidade de deslizamento vertical, ou seja, separação das fases.

O sensor que mede o teor de água do MMX e do medidor de teor de água de referência não cobre toda a área da seção transversal da tubulação, logo pode ser que este meça somente um dos fluidos ou a proporção incorreta deles, se não estiver devidamente homogeneizado (BRADY et al., 2013). O escoamento com elevado teor de água aumenta a incerteza de medição de teor de água devido à falta de homogeneidade do fluido, e não por causa do medidor em si. O escoamento ideal para a medição de teor de água deve estar bem homogeneizado. Fluidos diferentes separados podem escoar em tempos diferentes (escorregamento) (RODRIGUEZ et al., 2011). A recomendação dos fabricantes de MM e da AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (1995, p. 4) é ter os fluidos bem misturados antes de entrar em contato com o sensor.

Somente dois testes ficaram com a incerteza de medição de teor de água absoluta superior à reivindicada pelo fabricante do MMX que é de 2 %.

### 5.1.5.2

#### Determinação da incerteza de medição de vazão de óleo e vazão de gás nos testes do laboratório

Para cada teste é calculada a incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo e da medição de vazão volumétrica de gás do MMX. É selecionado o tempo de integração com seu respectivo número de corridas que obteve uma repetibilidade considerada estável e representativa (tendendo para uma assíntota) para o cálculo da incerteza de na medição de óleo e gás para cada teste.

A incerteza do MMX é obtida considerando a propagação das incertezas das referências: Incerteza do medidor coriolis FT-122301A e incerteza do medidor de teor de água referência para medição de vazão de óleo e incerteza do medidor coriolis FT-100 para medição de vazão de gás. Os cálculos da incerteza de medição de vazão de óleo e de gás dos testes do laboratório foram descritos, respectivamente, nas seções 3.3.3 e 3.3.4. dessa dissertação.

A Figura 30 apresenta as incertezas percentuais do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de óleo para cada teste realizado no laboratório com teor de água de até 56 %.

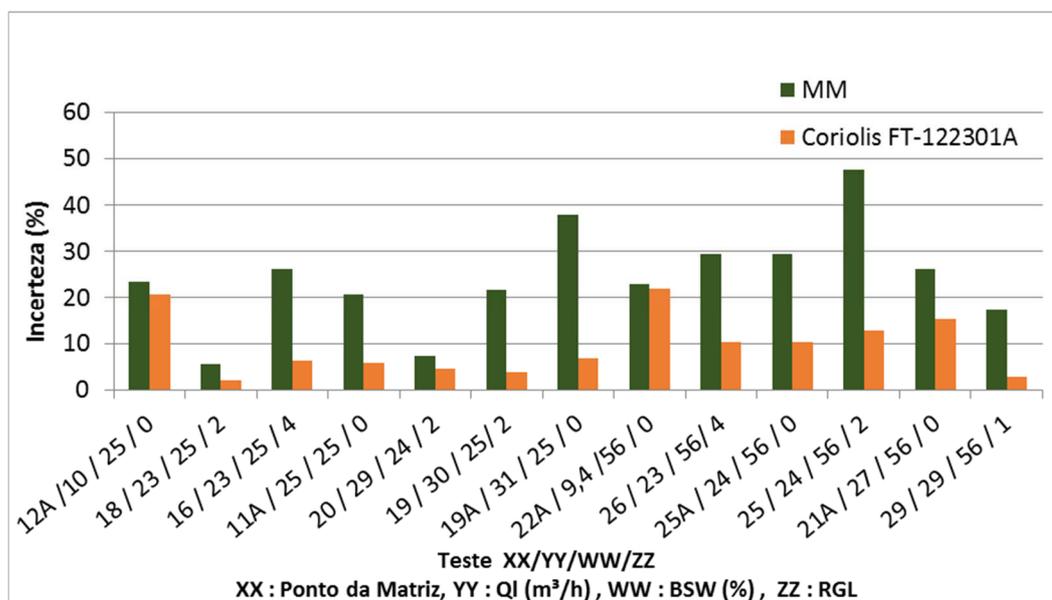


Figura 30 - Incerteza relativa percentual do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de óleo para cada teste realizado no laboratório com teor de água de até 56 %

A Figura 31 apresenta as incertezas percentuais do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de óleo para cada teste realizado no laboratório com teor de água acima de 56 %.

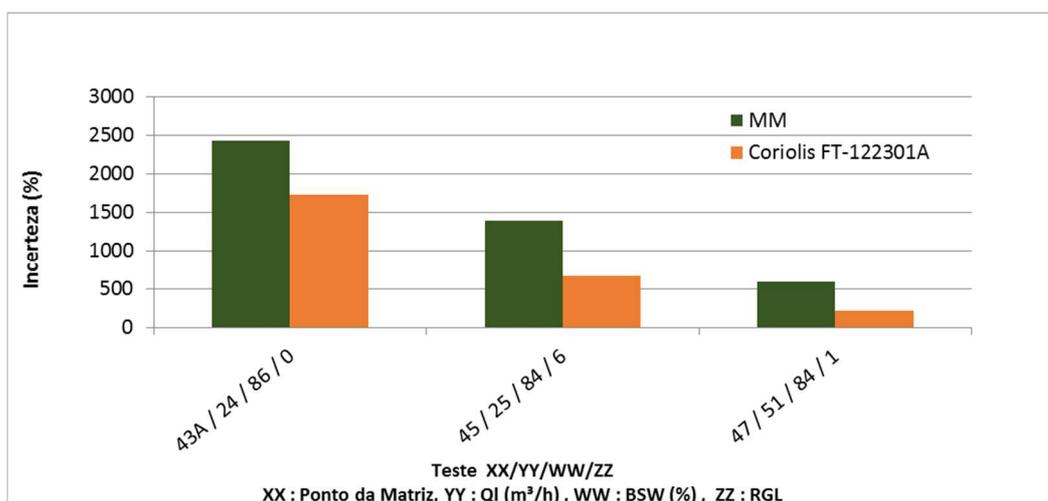


Figura 31 - Incerteza relativa percentual do MMX e do coriolis FT-122301A na medição de vazão volumétrica de óleo para cada teste realizado no laboratório com teor de água acima de 56 %

Como a incerteza do MMX foi obtida pela propagação da incerteza do medidor coriolis FT-122301A seu valor é sempre maior do que o da referência. As incertezas do MMX e do coriolis FT-122301A apresentaram grandes diferenças de valores na maioria dos testes realizados. O MMX e a referência apresentaram valores de incerteza mais próximos nos testes sem vazão de gás, cenário em que ambos estão recebendo o escoamento com composições idênticas.

A presença do gás aumentou a diferença entre a incerteza do MMX e do coriolis FT-122301A porque este último está sempre submetido a um escoamento sem a presença de gás, enquanto o MMX recebe um escoamento com água, óleo e gás.

A determinação da incerteza de medição de vazão de óleo do MMX nos testes do laboratório é obtida pela combinação da incerteza de medição de vazão de líquido e da incerteza de medição de teor de água do próprio MMX. O coeficiente de sensibilidade da incerteza de líquido ( $u_{liq}$ ) é  $1-BSW$  (equação 14). No limite, o maior valor que esse coeficiente de sensibilidade pode ter é 1 em um teste com teor de água de 0%. O coeficiente de sensibilidade da incerteza de medição de teor de água ( $u_{BSW}$ ) é a vazão de líquido média ( $-Q_{liq}$ ), cujo valor menor nesses testes é

10 m<sup>3</sup>/h. Sendo assim, o peso da incerteza do teor de água é muito superior ao peso da incerteza da vazão de líquido no cálculo da incerteza da vazão de óleo. O coeficiente de sensibilidade da incerteza de medição de teor de água ( $-Q_{liq}$ ) é tão superior que torna a incerteza de vazão de líquido quase que desprezível diante da incerteza da medição do teor de água nos experimentos realizados.

A Figura 32 apresenta as incertezas percentuais do MMX e do coriolis FT-100 na medição de vazão volumétrica de gás para cada teste realizado no laboratório. Note que foram reportadas as incertezas somente dos testes que tiveram a presença de gás.

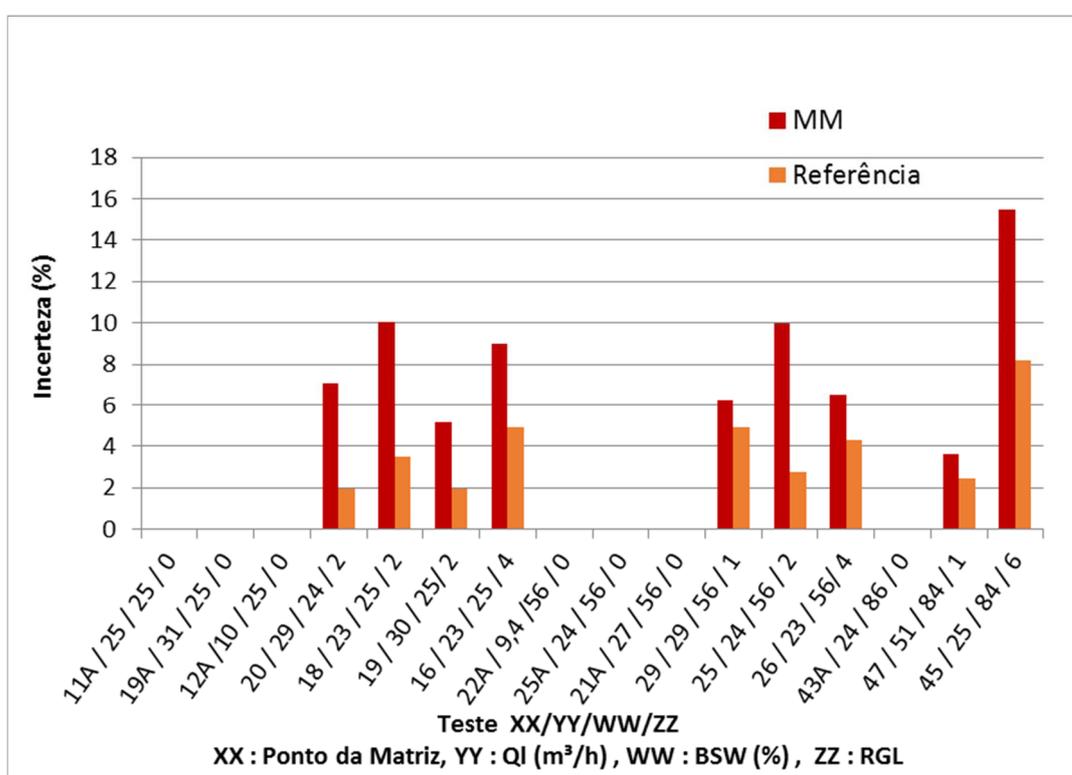


Figura 32 - Incerteza percentual do MMX e do coriolis FT-100 na medição de vazão volumétrica de gás para cada teste realizado no laboratório

Os resultados de incerteza da medição de vazão volumétrica de gás do MMX e do coriolis FT-100 apresentaram diferenças significativas que podem ser creditadas ao curto tempo de realização dos testes que não permitiu uma estimativa adequada da repetibilidade do MMX. A influência da instabilidade do escoamento sobre a vazão média temporal que se deseja medir diminui com o aumento do tempo de integração conforme já mencionado na seção 3.2. O mesmo fenômeno ocorreu

nos testes de medição de vazão volumétrica de óleo e líquido. Os testes realizados na plataforma (Figura 48) tiveram longos tempos de duração e os resultados da referência e do MMX ficaram mais próximos.

Somente 2 (dois) dos 9 (nove) testes realizados com presença de gás ficaram com a incerteza relativa de medição de vazão volumétrica de gás inferior a 5 % que é a incerteza reivindicada pelo fabricante do MMX.

## **5.2**

### **Análise de resultados dos testes de desempenho do MMX na plataforma**

O objetivo desta seção é apresentar os resultados dos testes de desempenho do medidor de vazão de fluido multifásico (MMX) para a aplicação de medição de vazão multifásica de poços para fins de apropriação e operacional na plataforma.

#### **5.2.1**

##### **Referências dos testes de desempenho do MMX na plataforma**

Os resultados do MMX são avaliados em comparação com os resultados do sistema de medição do separador de testes. A vazão de gás é medida por meio do diferencial de pressão gerado por uma placa de orifício. A vazão de óleo é medida por um medidor tipo turbina e a vazão da água é medida por um medidor que utiliza o princípio magnético. Além disso, o teor de água remanescente na corrente de óleo é determinado por análises laboratoriais de amostras retiradas durante os testes de poços.

Foram realizados testes prévios com MMX em alguns poços para calibração desse equipamento com os resultados do sistema de medição do separador de testes. Os poços utilizados foram: P-04, P-09, P-13, P-14, P-16, P-31, P-51 e P-53.

#### **5.2.2**

##### **Apresentação dos resultados de erros de medição de vazão de líquido, teor de água e de óleo do MMX na plataforma**

Nesta seção, são apresentados os erros relativos de medição de vazão volumétrica de líquido, de óleo e os erros absolutos de medição de teor de água do MMX em cada teste. A vazão volumétrica de líquido de referência é obtida por meio da soma da vazão volumétrica média de óleo medida pela turbina e da vazão volumétrica média de água medida pelo medidor magnético do separador de testes. A vazão volumétrica média de óleo de referência é obtida da vazão volumétrica

média medida pela turbina do separador de testes descontando o volume de água no óleo com base no resultado da medição de teor de água feita em laboratório. A coleta de amostras para análise de teor de água é realizada de forma contínua por meio de um amostrador automático. O amostrador automático é um sistema programado para retirar diversas amostras com alíquotas volumétricas definidas por minuto, que são armazenadas em um vaso. Após o teste de poço, o fluido acumulado no vaso é homogeneizado para a realização da análise de teor de água em laboratório.

O erro de teor de água é calculado por meio da diferença absoluta entre a medição média de teor de água do MMX e o percentual de água da produção do poço obtido com vazões de água e óleo separados no separador de testes. Os valores dos erros são apresentados em números percentuais em módulo para facilitar a apresentação e visualização. As vazões volumétricas são reportadas a 20°C e 101,325 kPa.

Na Figura 33 são apresentados os resultados de medição de vazão de líquido do MMX versus os resultados de medição de vazão de líquido da referência para cada teste de poço.

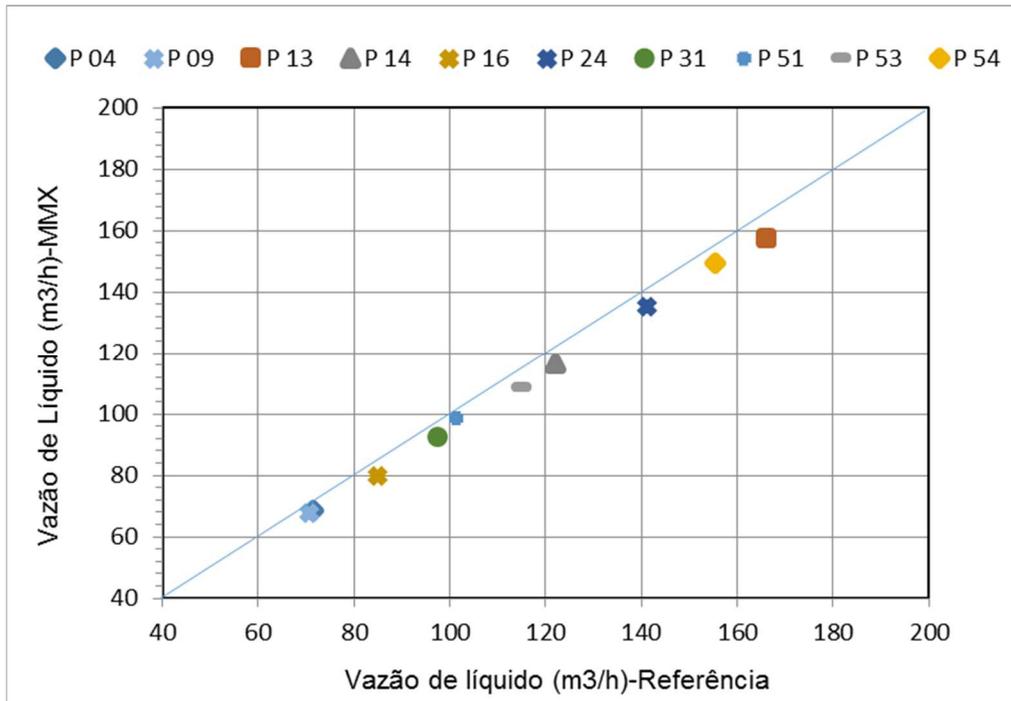


Figura 33 - Resultados de medição de vazão de líquido do MMX versus os resultados de medição de vazão de líquido da referência para cada teste de poço.

É possível observar a presença de erro sistemático nos resultados de medição de vazão de líquido do MMX, pela tendência de apresentarem valores menores que os da referência.

Na Figura 34 são apresentados os resultados de medição de teor de água do MMX versus os resultados de medição de teor de água da referência, para cada teste de poço.

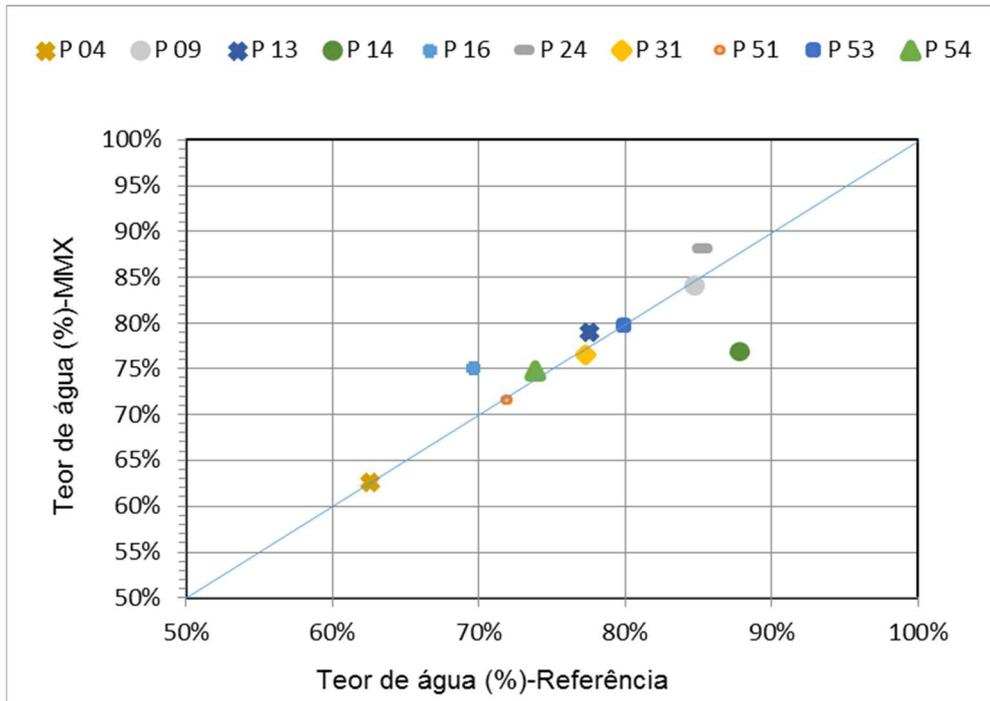


Figura 34 - Resultados de medição de teor de água do MMX versus os resultados de medição de teor de água da referência para cada teste de poço.

Não é possível perceber uma tendência de erro sistemático dos resultados de medição de teor de água do MMX observando-se Figura 34.

Na Figura 35 são apresentados os resultados de medição de vazão de óleo do MMX versus os resultados de medição de vazão de óleo da referência para cada teste de poço.

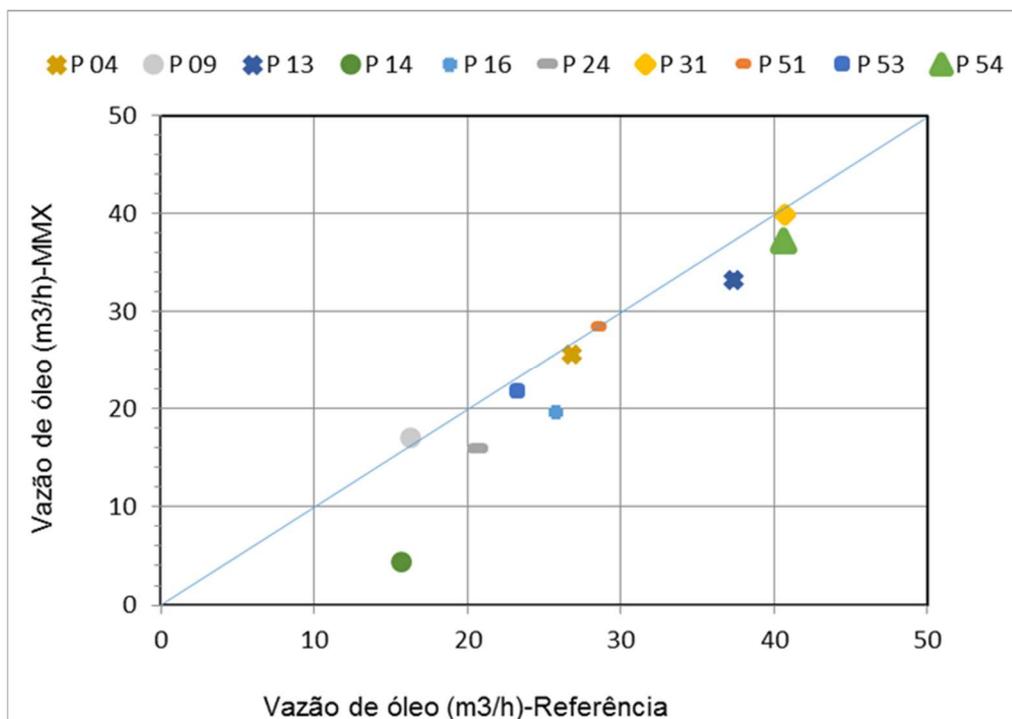


Figura 35 - Resultados de medição de vazão de óleo do MMX versus os resultados de medição de vazão de óleo da referência para cada teste de poço.

É possível observar a presença de erro sistemático nos resultados de medição de vazão de óleo do MMX, pela tendência de apresentarem valores menores que a referência. Os poços com maior diferença entre as medições de teor de água do MMX em relação à referência foram os poços que tiveram maior diferença na medição de vazão de óleo também. Esse comportamento demonstra a importância da medição de teor de água para a medição de vazão de óleo conforme foi explicado nos comentários da Figura 31.

A Figura 36 apresenta os erros relativos de medição de vazão volumétrica de líquido em cada poço. Os poços estão em ordem crescente de teor de água. É utilizada uma codificação para cada teste a fim de facilitar a visualização dos parâmetros dos testes. O modelo da codificação é XX/YY/WW/ZZ, no qual XX apresenta o código do poço testado, YY representa a vazão volumétrica de líquido, WW representa o teor de água (BSW) na corrente líquida e ZZ representa a razão gás-líquido (RGL) do escoamento multifásico.

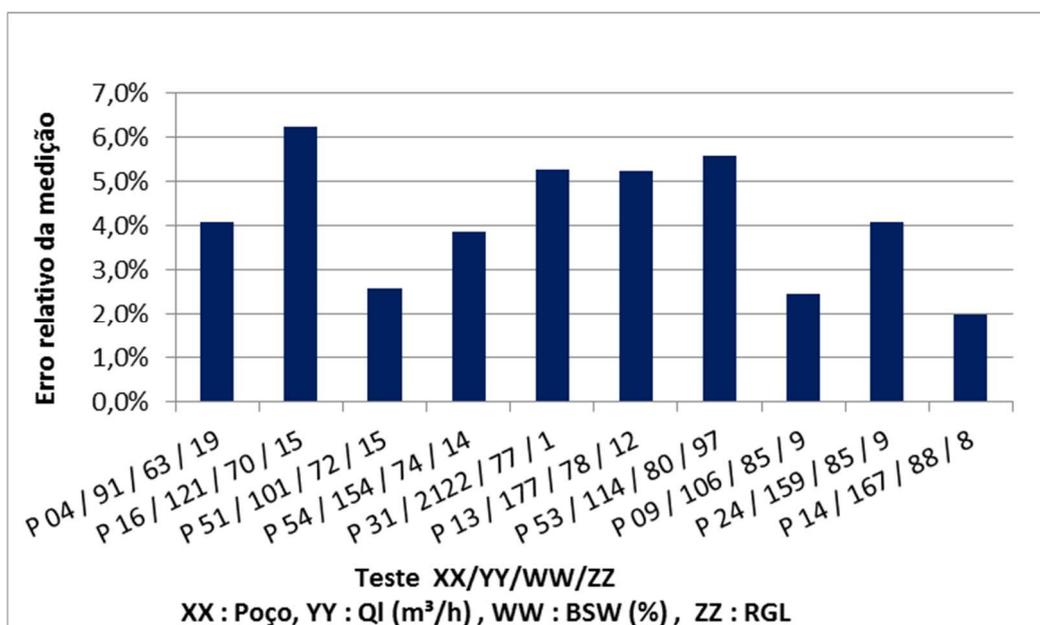


Figura 36 - Erros relativos de medição de vazão volumétrica de líquido do MMX em cada poço

A Figura 37 apresenta os erros absolutos de medição de teor de água do MMX em cada poço. Os poços estão em ordem crescente de teor de água.

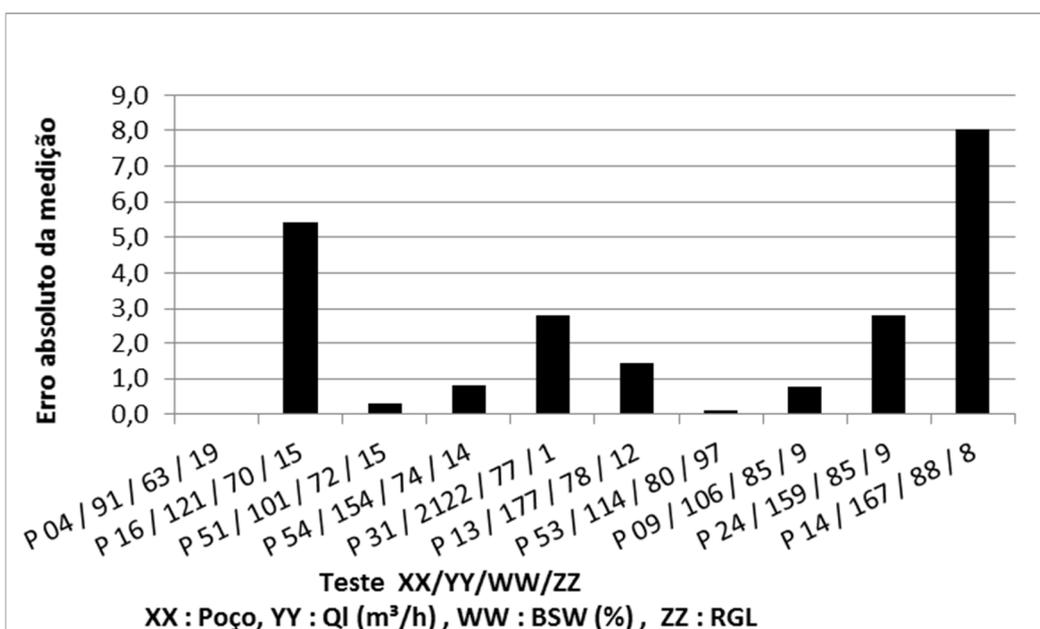


Figura 37 - Erros absolutos de medição de teor de água do MMX em cada poço

A Figura 38 apresenta os erros relativos de medição de vazão volumétrica de óleo do MMX em cada poço testado na plataforma. Os poços estão em ordem crescente de teor de água para avaliação da influência desse parâmetro no erro relativo da medição de vazão volumétrica de óleo.

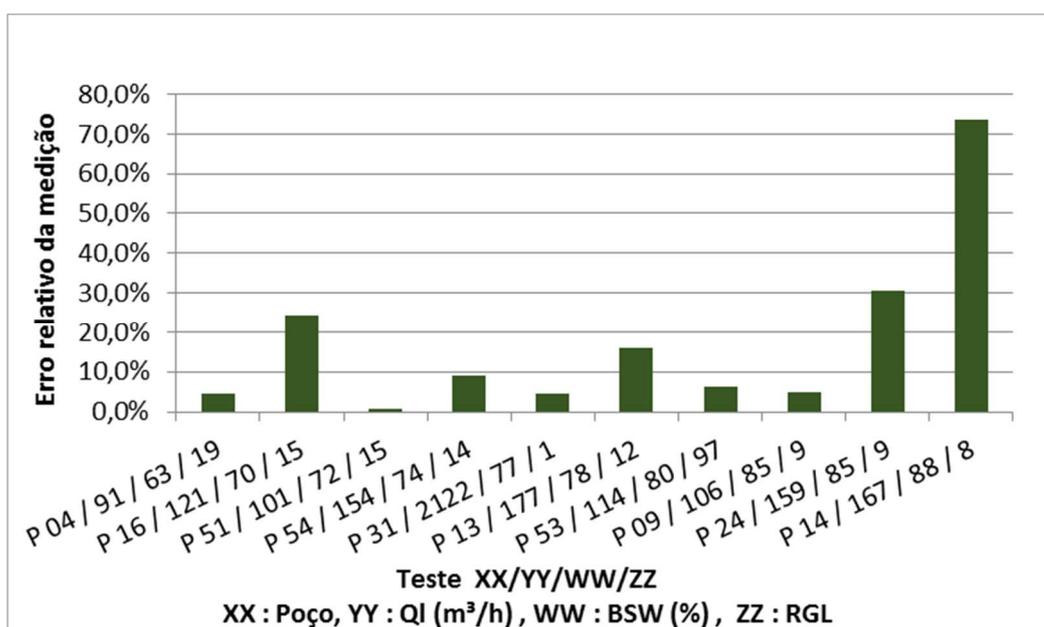


Figura 38 - Erro relativo da medição de vazão de óleo do MMX em cada poço da plataforma

Os erros de medição de vazão de líquido dos poços apresentaram valores mais aproximados entre si quando comparado com os erros de medição de teor de água e vazão de óleo.

Embora MMX tenha sido calibrado com os poços 14, 16 e 31, os erros de medição de teor de água nesses poços foram elevados quando comparados à medição desse parâmetro nos demais poços. O teste de medição de teor de água do poço 04 é o único cujo erro obtido é zero. Nos demais poços usados para calibração do MMX é observado erro residual na medição de vazão de líquido, de óleo e teor de água.

Mehdzadeh e Williamson (2004, p. 19) informaram que quanto maior o teor de água de um escoamento torna-se mais difícil para um MM alcançar altos níveis de exatidão para a medição de vazão de óleo. Sendo assim, os erros de medição de vazão de óleo elevados dos poços 14 e 24 podem ter sido ocasionados pelo elevado teor de água desses poços que podem diminuir a exatidão da medição de vazão de óleo.

### 5.2.3

#### Apresentação dos resultados de erros de medição de vazão de gás do MMX na plataforma

Nesta seção, serão apresentados os erros relativos de medição de vazão volumétrica de gás do MMX em cada poço calculados por meio da diferença percentual com respeito aos valores da referência (vazão volumétrica de gás medida pela placa de orifício na saída de gás do separador de testes) em condição padrão (20°C e 101,325 kPa).

Na Figura 39 são apresentados os resultados de medição de vazão de gás do MMX versus os resultados de medição de vazão de gás da referência para cada teste de poço.

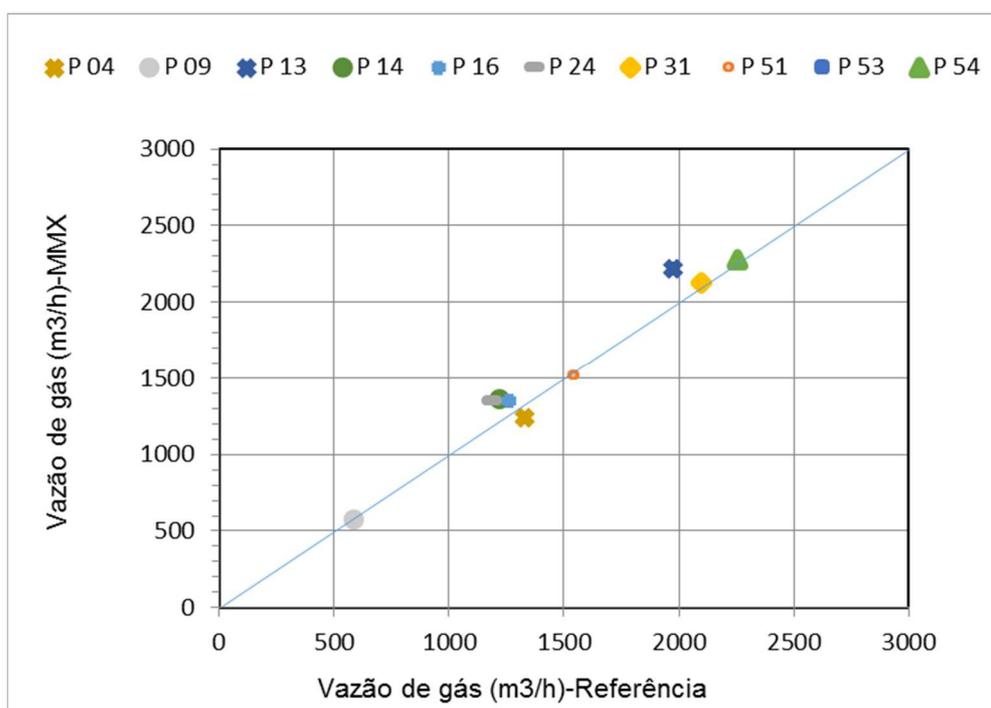


Figura 39 - Resultados de medição de vazão de gás do MMX versus os resultados de medição de vazão de gás da referência para cada teste de poço.

Não é possível observar uma tendência de erro sistemático dos resultados de medição de vazão de gás do MMX observando a Figura 39.

A Figura 40 apresenta os erros relativos de medição de vazão volumétrica de gás do MMX em cada poço testado na plataforma. Os poços estão em ordem

crecente de razão gás-líquido (RGL) para avaliação da influência desse parâmetro no erro de medição da vazão volumétrica de gás.

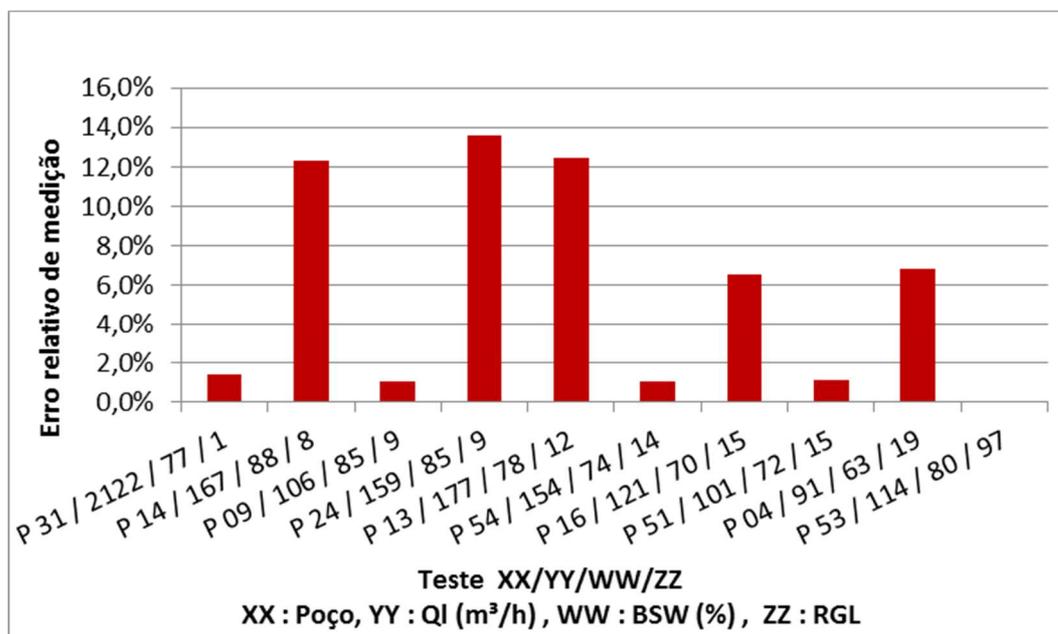


Figura 40 - Erro relativo de medição de vazão de gás do MMX em cada poço da plataforma

É possível observar que o MMX apresentou menor erro na medição de vazão de gás com um escoamento multifásico com maior razão gás-líquido (poços 54, 16, 51, 04 e 53).

Os poços 09, 31, 51 e 53, que tiveram a calibração prévia do MMX apresentaram baixos erros de medição de vazão de gás. Contudo, os poços 04, 13, 14, 16 que também tiveram a calibração prévia do MMX, apresentaram altos erros de medição de vazão de gás.

## 5.2.4

### Análise gráfica da repetibilidade da medição de vazão de óleo e gás

Os dados obtidos de medição de vazão de óleo e gás de cada teste de poço foram gravados no supervisor da plataforma a cada segundo totalizando um número grande de dados. Foi realizada uma simulação com esses dados para determinação da repetibilidade do MMX. Esse trabalho consistiu em avaliar o tempo de integração e número de corridas suficientes para o cálculo da

repetibilidade conforme descrito na seção 3.2 dessa dissertação. Essa metodologia foi realizada com os dados obtidos pelo MMX e pelos medidores referência turbina e placa de orifício.

Para exemplificar o comportamento da curva de repetibilidade da vazão e permitir a escolha de valores representativos dos parâmetros de tempo de integração e número de corridas, serão exibidos os resultados de gráficos de tempo de integração x repetibilidade dos testes do poço 16. O Apêndice B apresenta os demais gráficos de repetibilidade do MMX e das referências na medição de óleo e gás dos poços da plataforma.

A Figura 41 apresenta a curva da repetibilidade da medição de vazão volumétrica da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo da produção multifásica do poço 16 como função do tempo de integração para diversos números de corridas.

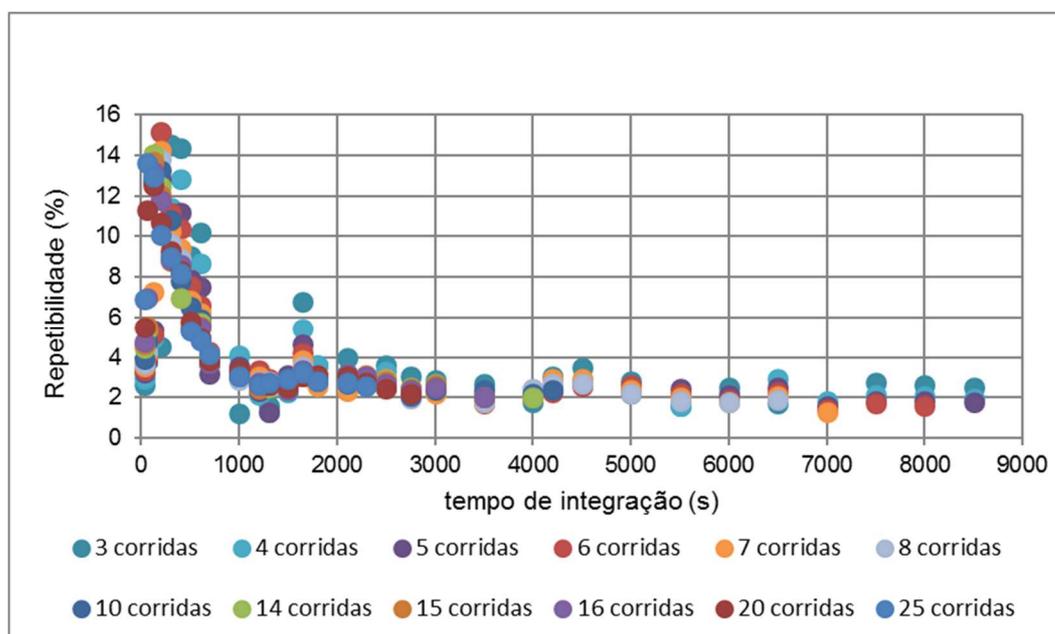


Figura 41 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 16

É possível observar que a repetibilidade tende assintoticamente para um valor aproximadamente constante. Idealmente, as operadoras de óleo e gás desejam realizar testes de poços com menores tempos de duração. Contudo, na prática é percebido que existe um tempo mínimo de integração para que se consiga gerar

resultados de medição com menor influência das oscilações do escoamento e, conseqüentemente, gerar uma repetibilidade representando da melhor forma o desempenho do MMX.

Analisando o gráfico da Figura 41 é possível observar que com aproximadamente 1000 segundos de tempo de integração obtêm-se uma assíntota independente do número de corridas. Logo, um cálculo de repetibilidade com tempos menores que 1000 segundos, por exemplo, levaria a um valor muito elevado e não representativo da incerteza do MMX, uma vez que o desvio padrão está elevado e impactado por efeitos do escoamento (COELHO, 2017). Contudo, tempos de integração muito longos e muitas corridas podem representar um custo elevado para área operacional ou até mesmo uma impossibilidade pela não disponibilidade do separador de testes e por constituir uma dificuldade para atender ao prazo regulamentar entre os testes de poços (ROSS; STOBIE, 2010).

A Figura 42 apresenta a mesma simulação com os valores de repetibilidade dos resultados de medição de vazão de gás do separador de testes realizado pela placa de orifício.

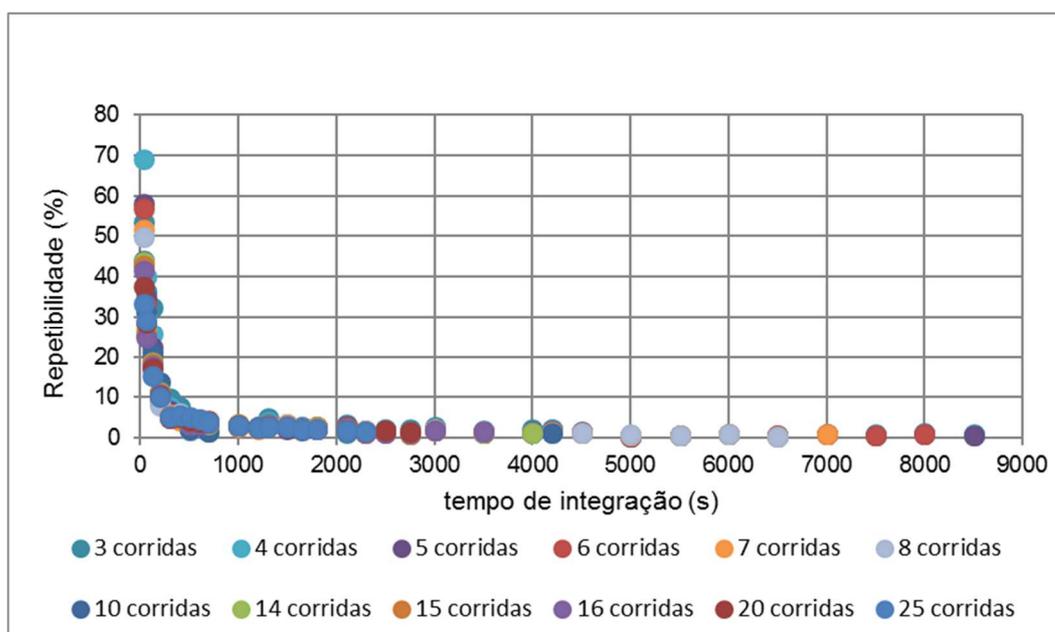


Figura 42 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas com a placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 16

O gráfico da Figura 42 tem um conjunto de dados que geram uma curva de repetibilidade mais estável que no caso da medição com a turbina. A partir de 1000 segundos de tempo de integração praticamente não há diferença nos dados, independentemente do número de corridas, assim como ocorreu com a turbina.

Analogamente foram gerados gráficos com os dados de medição de vazão de óleo e gás do MMX para o poço 16. A Figura 43 e a Figura 44 apresentam os gráficos de repetibilidade do MMX na medição de vazão de óleo e gás, respectivamente, para o teste do poço 16.

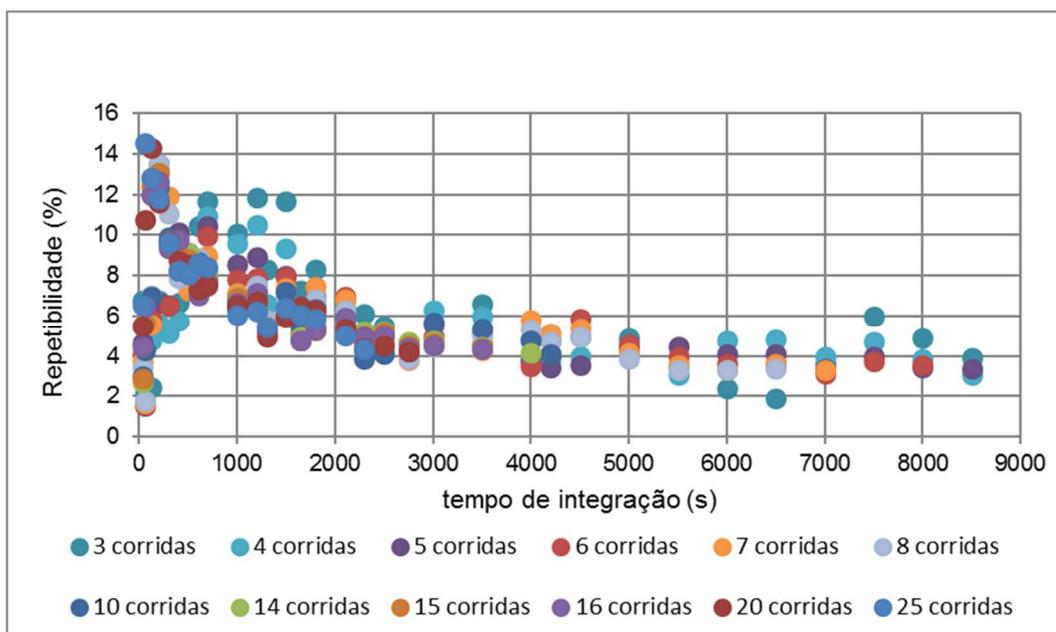


Figura 43 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 16

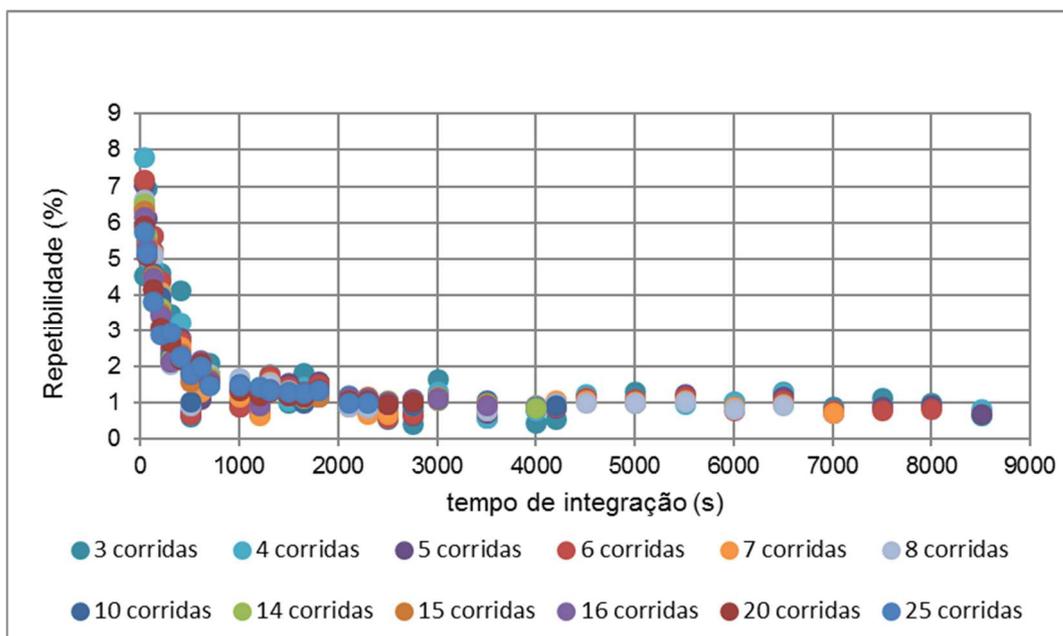


Figura 44 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 16

Os gráficos da Figura 43 e da Figura 44 apresentaram a mesma tendência assintótica dos gráficos dos medidores monofásicos turbina e placa de orifício. Contudo a medição de vazão de óleo e gás do MMX apresentam maiores oscilações nos dados gerados. Isso era esperado pelo fato do MMX estar submetido ao complexo escoamento multifásico, diferentemente da placa de orifício e da turbina. A placa de orifício e a turbina recebem fluidos monofásicos provenientes desse mesmo escoamento multifásico, mas que foram separados previamente no separador de testes. O efeito de acumulação e amortecimento do separador de testes garante que o transiente do escoamento multifásico seja reduzido para os medidores monofásicos à jusante.

Devido a essa maior oscilação nos dados do MMX na medição de vazão de óleo e de gás há a necessidade de maiores tempos de integração e número de corridas, isto é, demanda tempos de teste do poço maiores para diminuir a influência da instabilidade do escoamento sobre a vazão média temporal quando comparado com os medidores monofásicos placa de orifício e turbina. É possível observar que o gráfico da Figura 43 esboça uma assíntota somente após 2000 segundos de tempo de integração.

Pela análise dos gráficos da repetibilidade de cada poço no Apêndice B podemos observar que os medidores referência placa de orifício e turbina obtiveram

uma assíntota bem definida na maioria dos dez poços. Já os gráficos de repetibilidade das medições de vazão de óleo e gás do MMX tiveram, em alguns casos, grandes oscilações e não geraram uma assíntota bem definida. Isso pode indicar que para as condições do escoamento desses poços seria necessário realizar um teste mais longo para obter uma repetibilidade representativa com um desvio padrão (repetibilidade) menos impactado pelo escoamento. Cabe ressaltar que os testes de cada poço tiveram tempos de duração diferentes como pode ser visto na Tabela 9.

Os tempos médios dos testes realizados no laboratório ficaram em torno de 600 segundos. Ao observar as Figuras 41 a 44 é possível observar que são necessários 1000 segundos de tempo de integração, ao menos, para obtenção de uma repetibilidade tendendo a estável. Logo, são necessárias corridas de no mínimo 1000 segundos para o cálculo da incerteza do MMX. Isso vai contribuir para explicar o fato das incertezas do MMX no laboratório serem maiores que do MMX na plataforma. O cálculo da incerteza de MMX em tempos curtos como os obtidos em laboratório, geram incertezas maiores e que podem ser consideradas mais conservativas (FMC TECHNOLOGIES, 2014).

O RTMMM determina que o tempo de duração do teste de poço realizado por um MMX deve ser de no mínimo 4 horas após a estabilização do escoamento para ser considerado válido. Conforme já mencionado, esse tempo é suficiente para obter uma repetibilidade representativa do desempenho do MMX, isto é, com um desvio padrão menos impactado pelos efeitos do escoamento.

### 5.2.5

#### **Determinação da Incerteza do MMX na plataforma**

Nesta seção, serão apresentadas as incertezas de medição de vazão de líquido (óleo e água) e teor de água, vazão de óleo e vazão de gás do MMX calculados a partir dos testes realizados na plataforma.

Para cada teste de poço foi calculada a incerteza da medição de vazão de líquido, óleo, gás e teor de água do MMX. Os cálculos dessas incertezas foram descritos nas seções 3.3.5, 3.3.6, 3.3.7 e 3.3.8 dessa dissertação. Foi selecionado o

tempo de integração com seu respectivo número de corridas que obteve uma repetibilidade estável para o cálculo da incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo e gás em cada teste.

### 5.2.5.1

#### Determinação da incerteza de medição de vazão de líquido e teor de água do MMX na plataforma

Para cada teste foi calculada a incerteza relativa da medição de vazão volumétrica de líquido e a incerteza absoluta da medição de teor de água do MMX. Os cálculos da incerteza de medição de vazão de líquido e de teor de água dos testes da plataforma foram descritos, respectivamente, nas seções 3.3.5 e 3.3.7 dessa dissertação.

A Figura 45 apresenta as incertezas relativas percentuais do MMX e do sistema de medição do separador na medição de vazão volumétrica de líquido para cada teste realizado em cada poço da plataforma.

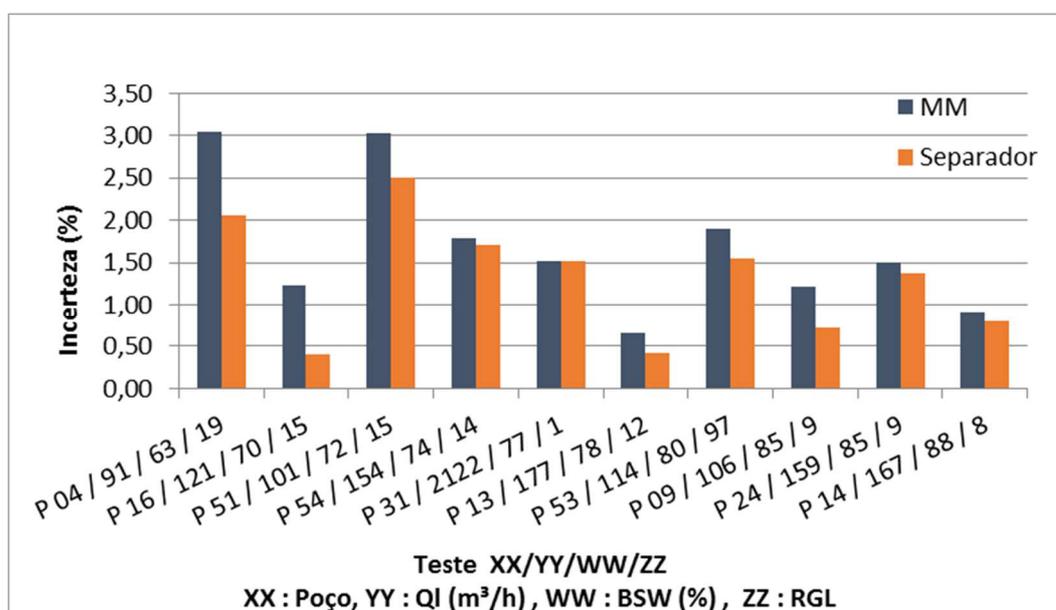


Figura 45 - Incerteza relativa do MMX e do sistema de medição do separador na medição de vazão de líquido dos poços da plataforma

Os valores de incerteza de medição de vazão de líquido na plataforma ficaram inferiores aos valores de incerteza de medição de líquido do teste do laboratório.

Isso pode ser creditado, não unicamente, mas também ao maior tempo de teste na plataforma que permite um tempo de integração dos dados suficiente para minimizar a influência do escoamento multifásico na repetibilidade, e consequentemente, na incerteza do MMX, conforme já mencionado.

Em todos os testes de poços realizados na plataforma o MMX apresentou incerteza de medição de vazão de líquido inferior à reivindicada pelo fabricante, que é de 3 %.

A Figura 46 apresenta as incertezas absolutas do MMX e do sistema de medição do separador na medição de teor de água para cada teste realizado em cada poço da plataforma.

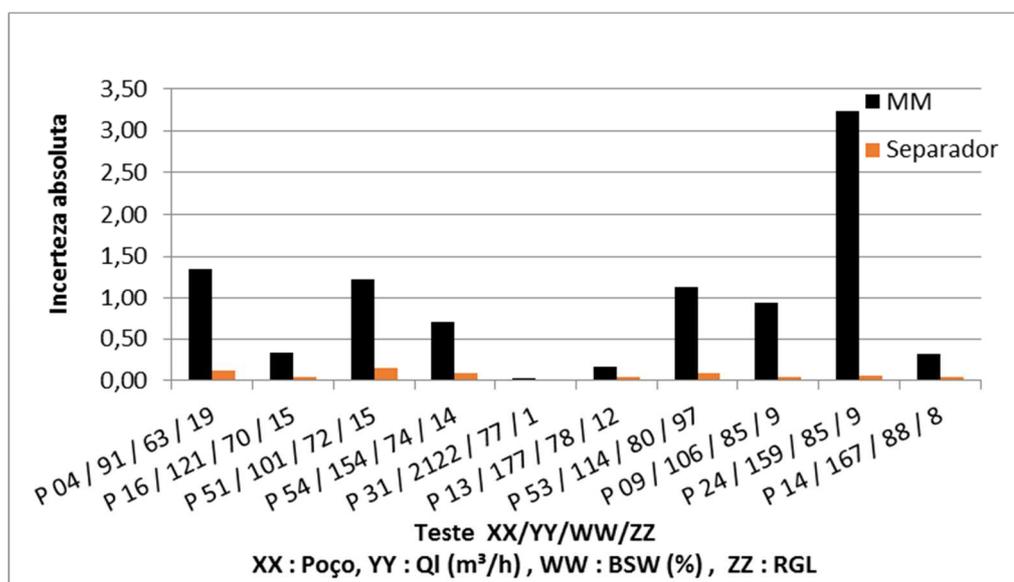


Figura 46 - Incerteza absoluta do MMX e do sistema de medição do separador na medição de teor de água dos poços da plataforma

As incertezas absolutas da referência apresentam valores muito inferiores em relação às incertezas absolutas do MMX. O cálculo da incerteza de teor de água do separador de testes favorece a redução da incerteza de medição (equação 30). Os coeficientes de sensibilidade da equação 30 são frações, que geram números decimais pequenos, que são elevados ao quadrado gerando números decimais menores ainda. Sendo assim, medir o teor de água de um escoamento multifásico por meio da medição de vazão da água e do óleo depois da separação gera uma

incerteza menor que a medição do teor de água no escoamento multifásico sem separação.

O resultado da incerteza de medição de teor de água do MMX no poço 24 é muito superior aos demais, sem aparente explicação por meio dos parâmetros utilizados nessa dissertação.

Somente um teste de poço ficou com a incerteza de medição de teor de água absoluta superior à reivindicada pelo fabricante do MMX, que é de 2 %.

#### **5.2.5.2**

#### **Determinação da incerteza de medição de vazão de óleo e vazão de gás nos testes na Plataforma**

Para cada teste é calculada a incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo e da medição de vazão volumétrica de gás do MMX. A incerteza do MMX é obtida considerando-se a propagação das incertezas das referências: Medidores do tipo turbina para medição de vazão de óleo e placa de orifício para medição de vazão de gás. Os cálculos da incerteza de medição de vazão de óleo e de gás dos testes na plataforma são descritos, respectivamente, nas seções 3.3.6. e 3.3.8. dessa dissertação.

A Figura 47 apresenta os valores de incerteza percentual do MMX e da turbina na medição de vazão de óleo para cada poço da plataforma.

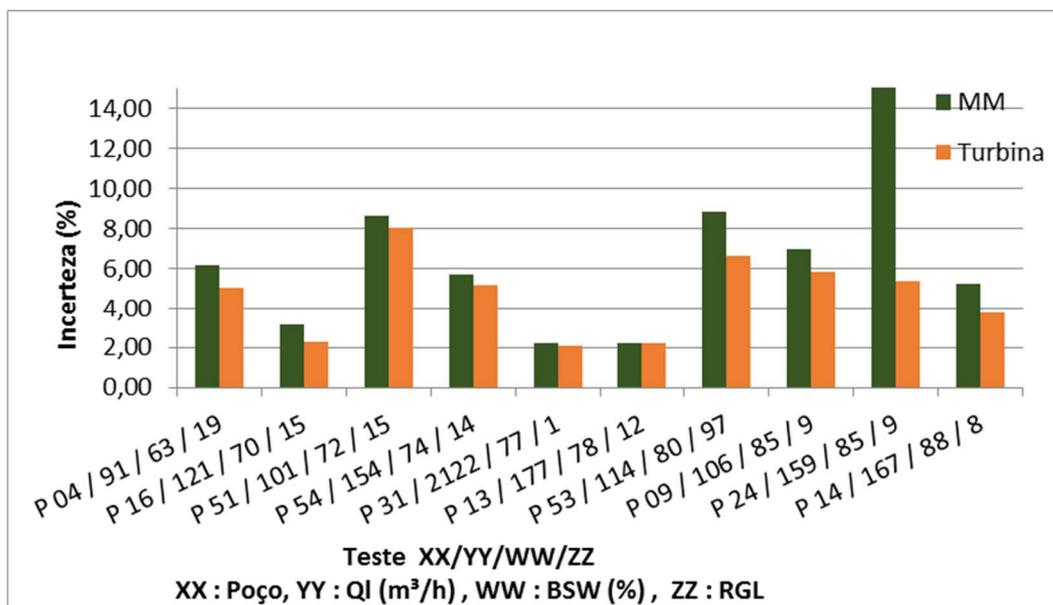


Figura 47 - Incerteza relativa do MMX e turbina na medição de vazão de óleo dos poços da plataforma

Como a incerteza do MMX é obtida considerando-se a propagação da incerteza da turbina, seu valor é sempre maior do que o da referência. As incertezas do MMX e da turbina apresentaram a mesma ordem de grandeza, com exceção do poço 24. Isso demonstra que, de maneira geral, as incertezas do MMX e da turbina são próximas se for calculada por meio da metodologia de repetibilidade mencionada no capítulo 3.2.

A elevada incerteza de medição de vazão de óleo do poço 24 provavelmente é causada pela elevada incerteza de medição de teor de água (Figura 46). Comumente o cálculo da vazão de óleo dos MMX consiste na multiplicação da vazão de líquido média pelo teor de água médio. Conforme já mencionado, o peso da incerteza do teor de água é muito superior ao peso da incerteza da vazão de líquido no cálculo da incerteza da vazão de óleo, uma vez que o coeficiente de sensibilidade da incerteza de medição de teor de água é muito superior ao coeficiente de sensibilidade da incerteza de medição de líquido (ver comentário da Figura 31). A Figura 48 apresenta as incertezas relativas do MMX e da placa de orifício na medição de vazão de gás para cada poço da plataforma.

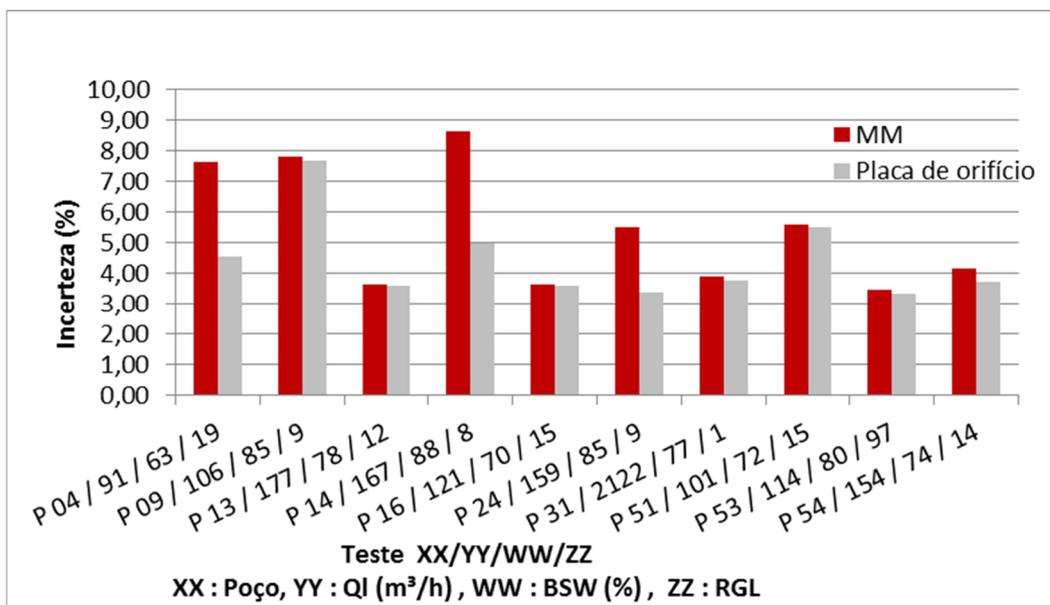


Figura 48 - Incertezas relativas do MMX e placa de orifício na medição de vazão de gás dos poços da plataforma

De maneira geral as incertezas do MMX e da placa de orifício apresentaram as mesmas ordens de grandeza. Os poços 4 e 16 foram uma exceção e com os parâmetros utilizados nessa dissertação não é possível explicar o fenômeno. Isso demonstra que neste cenário, a princípio o MMX poderia ser aplicado no lugar do separador de testes sem impactar significativamente a precisão da medição de vazão de gás.

Comparando com os testes realizados no laboratório é possível observar que os resultados dos testes realizados na plataforma tiveram uma menor diferença de incerteza entre o MMX e a referência na medição de vazão de óleo e gás. Em média, as diferenças das incertezas da medição de vazão de óleo e gás do MMX e referência são, respectivamente, 2,7% e 1% na plataforma. Enquanto que, em média, as diferenças das incertezas da medição de vazão de óleo e gás do MMX e referência são, respectivamente, 124% e 4,2% no laboratório.

Em 5 dos 10 poços testados, o MMX apresentou incerteza de medição de vazão volumétrica de gás superior a reivindicada pelo fabricante, que é de 5%.

## 6

### Conclusões e recomendações para trabalhos futuros

Esta dissertação de mestrado propõe uma metodologia para avaliar o desempenho do MMX por meio dos resultados de testes realizados no laboratório e na plataforma, a fim de atender aos requisitos do regulamento ANP 44/2015. São utilizados dados de testes realizados no passado, com fluidos reais, em laboratório e no campo, (plataforma de produção de petróleo e gás). É importante afirmar que na literatura são raros os trabalhos realizados com fluidos reais na área de Petróleo e Gás, envolvendo a medição de vazão de fluido multifásico. Isso precariza algumas discussões acerca dos fenômenos observados.

#### 6.1

##### Conclusões

Com base nos resultados obtidos neste trabalho, observa-se que há um considerável benefício da metodologia utilizada nessa dissertação, que é a possibilidade de aplicação no campo e no laboratório sem necessidade de grande investimento na infraestrutura nos mesmos. A metodologia utilizada nesta dissertação pode ser aplicada na etapa de teste de aceitação de fábrica, que é comparável ao teste de laboratório objeto desse estudo. A aplicação da metodologia no campo também é possível, uma vez que, o separador de testes é um sistema comum nos campos de produção de petróleo e gás.

Considerando os resultados dos testes analisados por essa dissertação é razoável afirmar que para avaliação da incerteza do MMX, o tempo do teste é um fator muito importante para diminuir a influência da instabilidade do escoamento sobre a vazão média temporal. Foi possível concluir isso comparando os gráficos de repetibilidade dos testes realizados no laboratório e na plataforma (Apêndice A e B). Os tempos de testes na plataforma foram suficientes para obter um comportamento assintótico em gráficos de repetibilidade com diferentes números de corridas e tempos de integração. Essa assíntota indica que foi atingida uma repetibilidade representativa do desempenho do MMX, isto é, com menor influência da instabilidade do escoamento para aquela condição de processo.

Testes com curtos intervalos de tempos de duração (menor que 1000 s) como os do laboratório não são capazes de produzir um tempo de integração que minimize as influências do escoamento multifásico. Por isso, os testes realizados no laboratório tendem a gerar incertezas mais elevadas do que testes realizados na plataforma. Esse comportamento também pode ser observado nos resultados dos medidores monofásicos usados como referência.

Atentar para o tempo mínimo de teste é importante para não estimar a incerteza do MMX em valores elevados devido à influência do comportamento do escoamento multifásico e não pelo desempenho de precisão da medição do equipamento em si.

Comparando os testes na plataforma com os testes realizados no laboratório é possível observar que os resultados dos testes realizados na plataforma tiveram uma menor diferença de incerteza entre o MMX e a referência na medição de vazão de líquido, óleo, gás e teor de água. Em média, as diferenças das incertezas da medição de vazão de óleo e gás do MMX e referência são, respectivamente, 2,7% e 1% na plataforma. Enquanto que, em média, as diferenças das incertezas da medição de vazão de óleo e gás do MMX e referência são, respectivamente, 124% e 4,2% no laboratório. Esse ocorrido também pode ser creditado, não somente, mas também, ao maior tempo de teste na plataforma que possibilita ter um tempo de integração e número de corridas superiores, gerando uma incerteza menor. Podemos concluir que a realização da medição de vazão de óleo e gás do poço pelo MMX no lugar do separador de testes não representaria um grande aumento da incerteza de medição utilizando a metodologia proposta nesse trabalho.

O regulamento ANP 44/2015 no item 7.2 determina que os testes de poços durem no mínimo 4 horas após a estabilização do escoamento para obtenção de medição de apropriação com medidores multifásicos. Na plataforma e com o MMX foi observado que é necessário um tempo mínimo de 1000 segundos de integração para obter a repetibilidade estabilizada demonstrada pela assíntota. Se considerarmos que seria necessário no mínimo três corridas para avaliar a incerteza do MMX, precisamos de um tempo mínimo de 3000 segundos de corrida. Logo, 4 horas de teste de poço permite de forma conservadora avaliar o desempenho do MMX no que tange ao cálculo da incerteza na plataforma num cenário similar.

É importante ressaltar que testes de verificação de desempenho longos demais geram custos elevados pela ocupação do separador de testes numa plataforma ou uma bancada de um

laboratório. Sendo assim, o tempo mínimo de teste deve ser obtido de forma empírica através dos gráficos de repetibilidade x tempo de integração/número de corridas, conforme descrito na seção 3.2. Esse tempo mínimo depende do escoamento multifásico que, por sua vez, depende de diversos fatores como: Características físico-químicas dos fluidos, frações dos diferentes fluidos no escoamento, geometria da instalação, sensores e modelo matemático do MMX (BRENNEN, 2005). Logo, os resultados levantados nesse estudo podem não ser representativos de outros cenários com outras características físico-químicas dos fluidos, frações dos fluidos no escoamento, geometria da instalação e o modelo do MM.

Na seção 2.4 desta dissertação são apresentados as vantagens e desvantagens da aplicação do MMX em comparação com o separador de testes. O resumo proposto na tabela 1 apresenta o menor peso e espaço ocupado, menor Opex, possibilidade de medição contínua do escoamento e menor tempo para estabilização como as principais vantagens desse medidor em relação ao separador de testes.

Na seção 2.5 desta dissertação são apresentadas metodologias que podem ser usadas para verificação de desempenho do MM. Antes da instalação no campo o MM passa pelo teste de aceitação de fábrica, no qual será avaliado o desempenho numa bancada da alta precisão com fluidos modelos. No campo, o MM pode ser avaliado em comparação com o sistema de medição do separador de testes, que é a metodologia mais aceita pela ANP e foi utilizada nesta dissertação. Contudo, essa dissertação também apresenta outras metodologias para estudo futuro, como: redundância de sensores, utilização de MM *Master*, traçadores e fator de reconciliação.

O MMX demonstrou incerteza de medição de vazão de líquido abaixo de 3 %, valor reivindicado pelo fabricante, em 10 dos 16 testes (62,5 %) realizados no laboratório. Enquanto em todos os testes de poços (100 %) realizados na plataforma o MMX, apresentou a incerteza de medição de vazão de líquido reivindicada pelo fabricante de até 3 %.

Catorze (14) dos 16 testes realizados no laboratório (87,5 %) ficaram com a incerteza de medição de teor de água absoluta abaixo da reivindicada pelo fabricante do MMX que é de 2 %. Enquanto em 9 dos 10 poços testados na plataforma (90 %) o MMX apresentou a incerteza absoluta de medição de teor de água de até 2 %.

Somente 2 dos 9 testes realizados no laboratório com presença de gás (22,2 %) ficaram com a incerteza relativa de medição de vazão volumétrica de gás inferior 5 %, que é a incerteza reivindicada pelo fabricante do MMX, enquanto 5 dos 10 poços testados na plataforma o MMX (50 %) apresentou incerteza de medição de vazão volumétrica de gás inferior a 5 %

Embora os fabricantes de MM não declarem a incerteza de seus equipamentos na medição de vazão volumétrica de óleo, essa incerteza foi calculada em cada teste no laboratório e na plataforma do MMX. Em média, os resultados de incerteza de medição da vazão volumétrica de óleo, líquido, gás e teor de água do MMX na plataforma foram muito inferiores aos obtidos no laboratório. Sendo assim, os resultados de incerteza de medição gerados no laboratório com tempos de integração curtos podem ser considerados mais conservativos que os obtidos no campo.

Esse estudo demonstra, com base nos coeficientes de sensibilidade, que a incerteza de medição do teor de água tem grande influência na incerteza de medição de vazão de óleo, muito maior que a incerteza de medição de vazão de líquido. escoamentos multifásicos com altos teores de água podem elevar a incerteza de medição de teor de água e, conseqüentemente, a incerteza de medição da vazão volumétrica de óleo, caso os fluidos não estejam adequadamente homogêneos, como ocorreram nos testes com teores de água de 85% no laboratório. Os fabricantes de MM relatam a necessidade de que os fluidos estejam misturados para a medição de vazão do fluido multifásico.

O cálculo da incerteza de medição de teor de água no separador de testes gera valores de incertezas muito menores que as do MMX. O cálculo da incerteza de teor de água do separador de testes gera coeficientes de sensibilidade fracionários, que geram números decimais pequenos (equação 30). Sendo assim, medir o teor de água de um escoamento multifásico por meio da medição de vazão da água e do óleo depois da separação gera uma incerteza menor que a medição do teor de água no escoamento multifásico sem separação.

Os erros de medição do MMX foram calculados para correção antes do cálculo da incerteza. Na plataforma e no laboratório foram realizados alguns testes prévios para calibração do MMX. Os testes posteriores mostraram que os erros foram minimizados em alguns casos, mas não anulados totalmente.

## 6.2 Recomendações para trabalhos futuros

É indicado realizar experimentos com outros tipos de óleo incluindo óleo mineral e com outros modelos e tecnologias de MM em instalações similares para verificar se os resultados de repetibilidade e incerteza de medição são próximos aos obtidos nesse trabalho, isto é, avaliaria-se a reprodutibilidade.

Uma sugestão de trabalho seria estudar a influência do grau de homogeneidade da corrente líquida na incerteza de medição de teor de água e na incerteza da medição de vazão volumétrica de óleo com diferentes princípios de medição e geometria de sensores.

Outro estudo interessante seria verificar o efeito do padrão de escoamento multifásico na incerteza de medição de vazão multifásica medida pelo MM.

Realizar um estudo com métodos estatísticos para avaliar os parâmetros do escoamento multifásico que mais impactam o desempenho de medição do MM também é importante.

Seria interessante avaliar outras metodologias de verificação de desempenho do MM no campo com referência diferente do separador de testes a fim de proporcionar às companhias de óleo e gás a possibilidade de abrir mão de ter o separador de testes nas suas instalações ou utilizá-lo para outro fim

Avaliar o MM considerando o volume totalizado e suas respectivas incertezas, e avaliar o MM em laboratório, realizando a medição de óleo e água separadamente, como referência, diferentemente do que é feito neste trabalho.

## 7

### Referências bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil). Resolução nº 44, de 15 de outubro de 2015. Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Fluido Multifásico para Apropriação de Petróleo, Gás Natural e Água, o qual estabelece os prazos e procedimentos que deverão ser observados na medição de fluido multifásico para apropriação de petróleo, gás natural e água. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 16 out. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil); INMETRO. Resolução conjunta nº 1, de 10 de junho de 2013. Aprova o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 12 jun. 2013.

AJIENKA, J.; MOFUNLEWI, S. Economic evaluation of multiphase meters. **Leonardo Journal of Sciences**, [s. l.], v. 6, p. 13-24, 2007.

AL-KADEM, M. S. et al. A decade of experience with multiphase flow meters. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, 2014, Kuala Lumpur. **Anais [...]**. [S. l.]: Society of Petroleum Engineers, 2014. p. 3824–3835. IPTC-18162.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Allocation measurement. In: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Manual of petroleum measurement standards**. Washington: API, 1993. chapter 20.1.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Standard practice for automatic sampling of liquid petroleum and petroleum products. In: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Manual of petroleum measurement standards**. Washington: API, 1995. chapter 8.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Measurement of multiphase flow. In: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Manual of petroleum measurement standards**. Washington: API, 2013. chapter 20.3.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **State of the art multiphase flow metering**. Washington: API, 2004. API 2566.

BASSE, N. Coriolis flowmeter damping for two-phase flow due to decoupling. **Flow Measurement and Instrumentation**, Denmark, v. 52, p. 40-52, 2016.

BERTANI, C. *et al.* **State-of-Art and selection of techniques in multiphase measurement**. Torino: Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, 2010. 252 p.

Relatório Técnico 1255/2010.

BLANEY, S.; YEUNG, H. Investigation of the exploitation of a fast-sampling single gamma densitometer and pattern recognition to resolve the superficial phase velocities and liquid phase water cut of vertically upward multiphase flows. **Flow Measurement and instrumentation**, Guilford, v. 19, n. 2, p. 57-66, 2008.

BRADY, J. *et al.* Performance of multiphase flowmeter and continuous water-cut monitoring devices in North Slope. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2013, New Orleans. **Anais...** [S.l.]: Society of Petroleum Engineers, 2013. p. 1-12. SPE 166102.

BRASIL. Lei nº 9478, 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 União**: seção 1, Brasília, DF, p. 16925, 7 ago. 1997.

BRENNEN, C. E. **Fundamentals of multiphase flow**. Cambridge: Cambridge University Press, 2013.

CAZAREZ, O. *et al.* Modeling of three-phase heavy oleo-water-gas bubbly flow in upward vertical pipes. **International Journal of Multiphase Flow**, Elmsford, v. 36, n. 6, p. 439-448, 2010.

COELHO, F. B. **Influência do desenvolvimento do perfil de velocidade na medição de vazão pelo medidor ultrassônico do tipo Clamp-On com dois canais**. 2017. 124 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2017.

CONSELHO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL (Brasil). **Diretrizes estratégicas para a metrologia brasileira 2018-2022**. Rio de Janeiro: Conmetro, 2017.

CORNELIUSSEN, S. *et al.* **Handbook of multiphase flow metering**. Oslo: NFOGM: Tekna, 2005.

ELSETH, G. **An experimental study of oil/water flow in horizontal pipes**. Porsgrunn, 2001. 270 p. Thesis - Norwegian University of Science and Technology. Disponível em: <http://ntnu.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2:125012>. Acesso em: 05 jul. 2018.

FALCONE, G. Multiphase flow fundamentals. *In*: FALCONE, G; HEWITT, G. F; ALIMONTI, C. (ed.). **Multiphase flow metering: principles and applications**.

Amsterdam: Elsevier, 2009. chapter 1, p. 1-18. (Developments in Petroleum Science, 54).

FALCONE, G. *et al.* Multiphase flow metering : current trends and future developments. *In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION*, 2001, New Orleans. **Proceedings** [...]. [S. l.: s. n.], 2001. SPE 71474.

FALCONE, G. *et al.* Multiphase flow metering: current trends and future developments. **Journal of Petroleum Technology**, Dallas, v. 54, n. 4, p. 77-84, 2002.

FMC TECHNOLOGIES. **MPM – White Paper 01: Measurement Uncertainty Specification**. [S. l.]: FMC, 2014.

GAWLIKOWSKI, M.; PUSTELNY, T. Investigations concerning the application of the cross-correlation method in cardiac output measurements. **BioMedical Engineering Online**, London, v. 11, 2012.

HAUCHE, M. *et al.* Smart metering: an online application of data validation and reconciliation approach. *In: SPE INTELLIGENT ENERGY INTERNATIONAL*, 2012, Utrecht. **Proceedings** [...]. [S. l.]: Society of Petroleum Engineers, 2012. SPE 149908.

HIRTZ, P. Enthalpy and mass flowrate measurements for two-phase geothermal production by tracer dilution techniques. *In: WORKSHOP ON GEOTHERMAL RESERVOIR ENGINEERING*, 18., 1993, Stanford. **Proceedings** [...]. [S. l.: s. n.], 1993. p. 17-27.

INMETRO. **Vocabulário Internacional de Metrologia: conceitos fundamentais, generalidades, e termos associados (VIM)**. Rio de Janeiro, 2012.

ISMAIL, I. *et al.* Tomography for multi-phase flow measurement in the oil industry. **Flow Measurement and Instrumentation**, Guilford, v. 16, p. 145-155, 2005.

JAWOREK, A.; KRUPA, A. Gas/liquid ratio measurements by rf resonance capacitance sensor. **Sensors and Actuators A: Physical**, Lausanne, v. 113, n. 2, p. 133-139, 2004.

JOINT COMMITTEE FOR GUIDES IN METROLOGY. **Avaliação de dados de medição - Guia para a expressão de incerteza de medição**. [S.l.]: Inmetro, 2008. 126 p.

KATZ, A. Microsoft Excel 2010. Style (DeKalb, IL), p. 21–39, 2010.

LI, X. *et al.* Oil-water two-phase flow measurement using a venturi meter and an oval gear flow meter. **Chemical Engineering Communications**, Philadelphia, v. 197, n. 2, p. 223-231, 13 nov. 2009.

LIU, X. *et al.* A new cylindrical capacitance sensor for measurement of water cut in a low-production horizontal well. **Journal of Physics: Conference Series**, [S.l.], v. 147, n. 1, 2009.

LIU, Z. Higher order corrections to the Welch-Satterthwaite formula. **Metrologia**, Bistol, v. 42, n. 5, p. 449–457, 2005.

MARSHALL, C.; THOMAS, A. Maximising economic recovery - a review of well test procedures in the North Sea. In: SPE OFFSHORE EUROPE CONFERENCE AND EXHIBITION, 2015, Aberdeen. **Proceedings** [...]. Richardson: Offshore Technology Conference, 2015.

MEHDIZADEH, P.; WILLIAMSON, J. **Principles of multiphase measurements**. Anchorage: Alaska Oil & Gas Conservation Commission, 2004.

MENG, L. *et al.* The development of a multiphase flow meter without separation based on sloped open channel dynamics. **Flow Measurement and Instrumentation**, Guilford, v. 22, n. 2, p. 120-125, 2011.

MILLS, C. *et al.* Flow measurement of high viscosity fluids. In: NORTH SEA FLOW MEASUREMENT WORKSHOP, 31., 2013, [S.l.]. [**Trabalhos apresentados**], Oslo: NFOGM, 2013. p. 1–33.

OJUKWU, K. I.; EDWARDS, J. Reliability of Multiphase Flowmeters and Test Separators at High Water Cut. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2008, California. **Anais** [...]. [S. l.]: Society of Petroleum Engineers, 2008. p. 1-9. SPE 114127.

OLIVEIRA, T. B. V. **Avaliação metrológica do desempenho do medidor tipo v-cone para medição de vazão de gás úmido**. 2010. 166 f. Dissertação (Mestrado em Metrologia) – Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2010.

PESSOA, P. A. S. **Confiabilidade metrológica na medição da grandeza temperatura para determinação de sedimentos básicos e água do petróleo**. 2007. 85 p. Monografia (Graduação) – Núcleo de Pesquisa de Petróleo e Gás,

Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2007.

PISSOLATO, C. **O uso de medidores multifásicos na alocação da produção e a importância dos dados PVT na confiabilidade das medições**. 2013. 51 f. Monografia (Graduação em Engenharia do Petróleo) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2013.

PITTON, E. *et al.* An experimental study of stratified–dispersed flow in horizontal pipes. **International Journal of Multiphase Flow**, Elmsford, v. 67, p. 92–103, 2014.

VAN PUTTEN, D. **Flow rate reconstruction and measurement uncertainty**. Groningen: DNV GL Oil & Gas, 2014. Report GCS-2013-2111C.

REIS, E.; CUNHA, D. S. Experimental study on different configurations of capacitive sensors for measuring the volumetric concentration in two-phase flows. **Flow Measurement and Instrumentation**, Guilford, v. 37, p. 127-134, 2014.

RODRIGUEZ, I. H. *et al.* Slip ratio in dispersed viscous oil-water pipe flow. **Experimental Thermal and Fluid Science**, New York, v. 35, n. 1, p. 11-19, 2011.

ROSS, A; STOBIE, G. Well Testing: an evaluation of test separators and multi-phase flow meters. *In: INTERNATIONAL NORTH SEA FLOW MEASUREMENT WORKSHOP*, 28., 2010, St. Andrews. **Proceedings [...]** London: Energy Institute, 2010. p. 214-235.

SAAD, H. C.; ANDRADE, J. F. Medição multifásica e a regulamentação no Brasil. *In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE*, 2016, Rio de Janeiro. **Anais [...]**. [S. l.]: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2016. p. 1-5. IBP 1446\_16.

SALGADO, C. M. **Identificação de regimes de fluxo e predição de frações de volume em sistemas multifásicos usando técnica nuclear e rede neural artificial**. 2010. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SANTHANAM, K. S. *et al.* Multi-phase flow meters for well testing: field experiences in an offshore field, Abu Dhabi. *In: ABU DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE*, Abu Dhabi, 2010. **Proceedings [...]**. [S. l.]: Society of Petroleum Engineers, 2010. SPE 138240.

SILVA, C. B. C. **Medição de vazão multifásica na produção de petróleo e gás natural**. São Paulo: Braúna, 2016.

SILVA, F. S.; ANDREUSSI, P.; DI MARCO, P. Total mass flowrate measurement in multiphase flow by means of a venturi meter. *In*: BURNS, A. P. **Multiphase production**. Amsterdam: Elsevier, 1991. p. 145-155.

SIMÕES, E. **Do you understand how multiphase flow meters works?** 2016. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/do-you-understand-how-multiphase-flow-meters-works-eugenio-simões/>. Acesso em: 14 abr. 2018.

SKEA, A.; HALL, A. W. Effects of water in oil and oil in water on single-phase flowmeters. **Flow Measurement and Instrumentation**, Guilford, v. 10, n. 3, p. 151-157, set. 1999.

STREETON, R.; BOWLING, I. A methodology for efficient verification of subsea multiphase meters used in fiscal allocation. *In*: UPM FORUM, 2016, Houston. **Papers** [...]. [S. l.: s. n.], 2016. UPM 16050.

THORN, R.; JOHANSEN, G. A.; HJERTAKER, B. T. Three-phase flow measurement in the petroleum industry. **Measurement Science and Technology**, Bristol, v. 24, p. 12003, 2012.

VIANA, F. *et al.* Challenges of multiphase flow metering in heavy oil applications. *In*: SPE HEAVY OIL CONFERENCE CANADA, 2013, Calgary. **Proceedings** [...]. [S. l.]: Society of Petroleum Engineers, 2013. SPE 165427

VIANA, F. *et al.* **Production verification enhancement**. San Antonio: Southwest Research Institute, 2012. Final Report.

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**, Guilford, v. 40, 2014.

XU, J. *et al.* Oil–gas–water three-phase upward flow through a vertical pipe: Influence of gas injection on the pressure gradient. **International Journal of Multiphase Flow**, Elmsford, v. 46, p. 1-8, nov. 2012.

YANG, L. *et al.* Phase separation of liquid-liquid two-phase flow at a T-junction. **AIChE Journal**, New York, v. 52, n. 1, p. 141-149, jan. 2006.

ZHAI, L. S. *et al.* Cross-correlation velocity measurement of horizontal oil-water two-phase flow by using parallel-wire capacitance probe. **Experimental Thermal and Fluid Science**, New York, v. 53, p. 277-289, 2014.

## Apêndice A: Gráficos de repetibilidade do MMX e das referências na medição de óleo e gás dos testes em laboratório

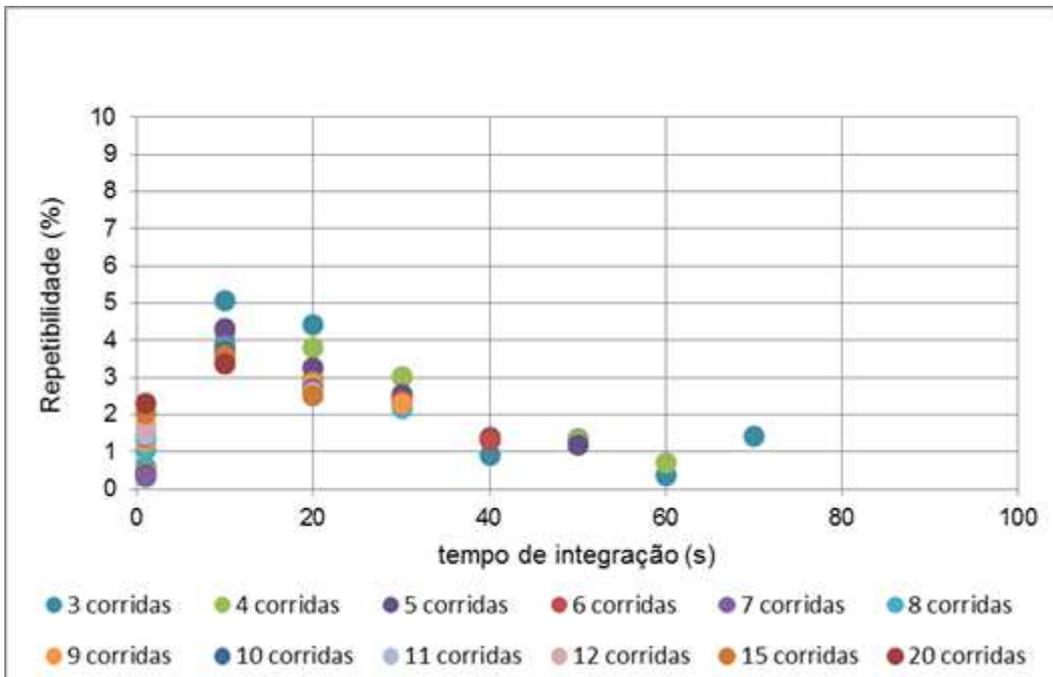


Figura 49 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 11

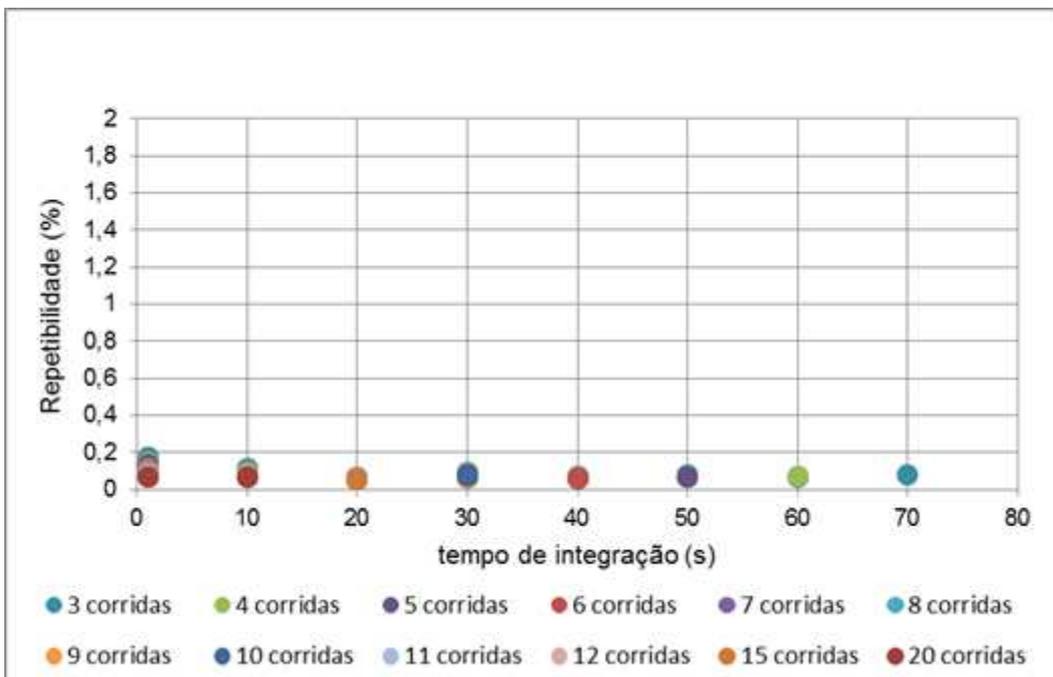


Figura 50 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 11

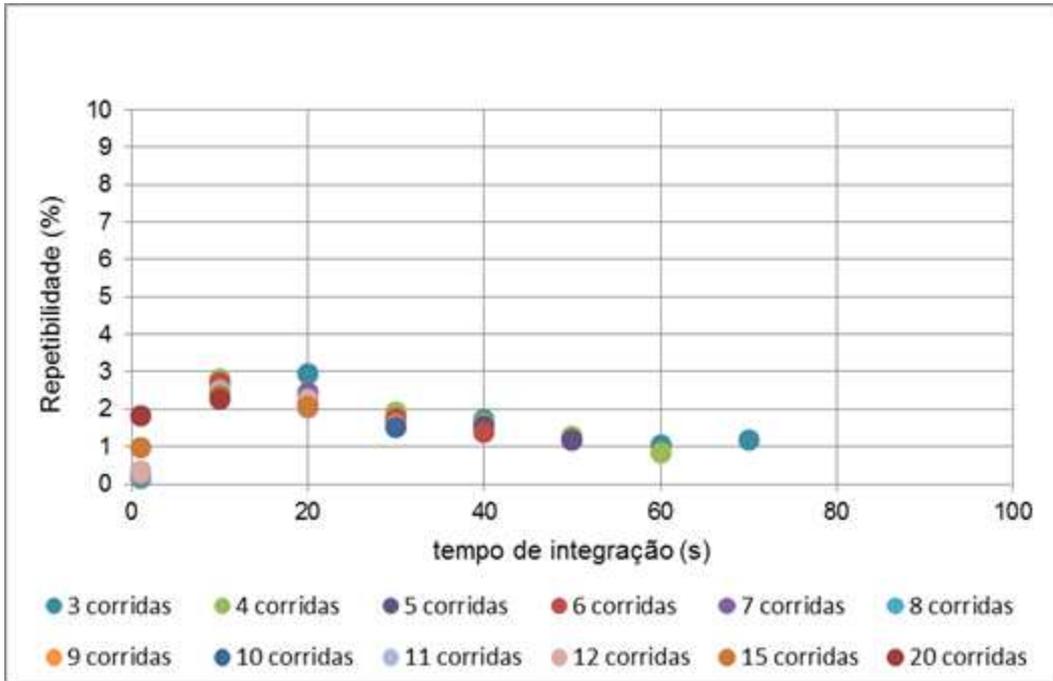


Figura 51 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do teste 11

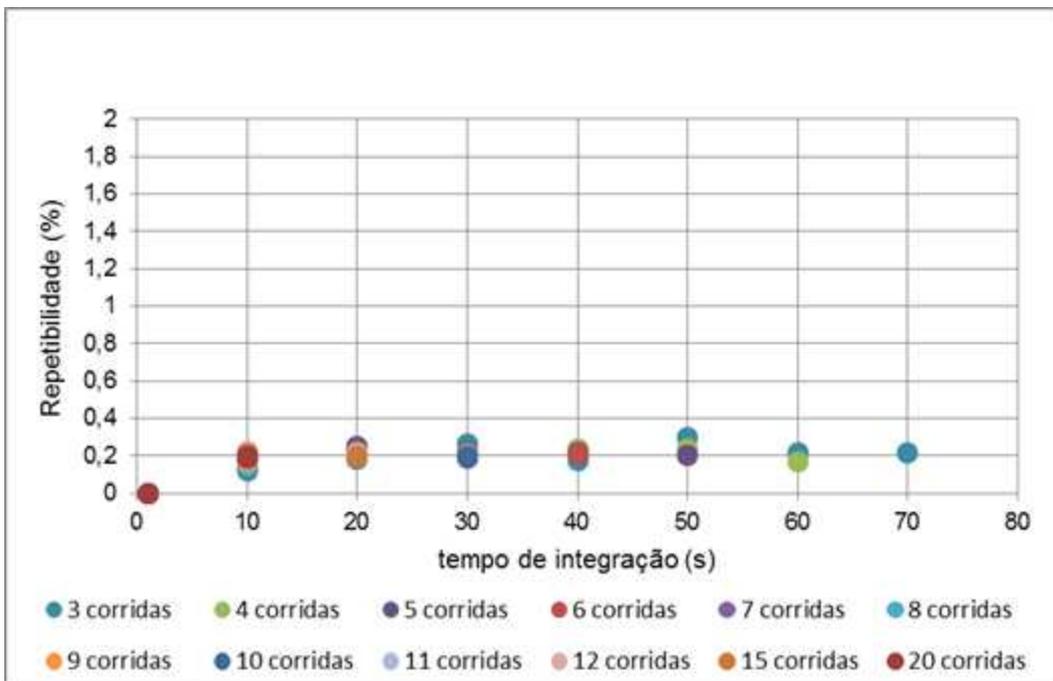


Figura 52 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 11

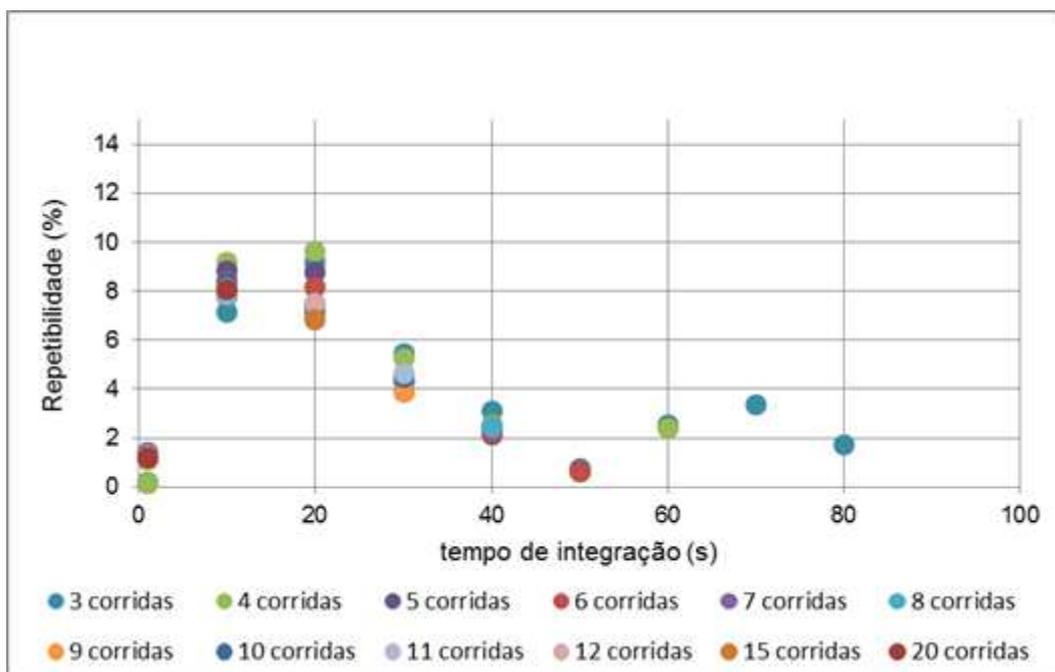


Figura 53 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 12A

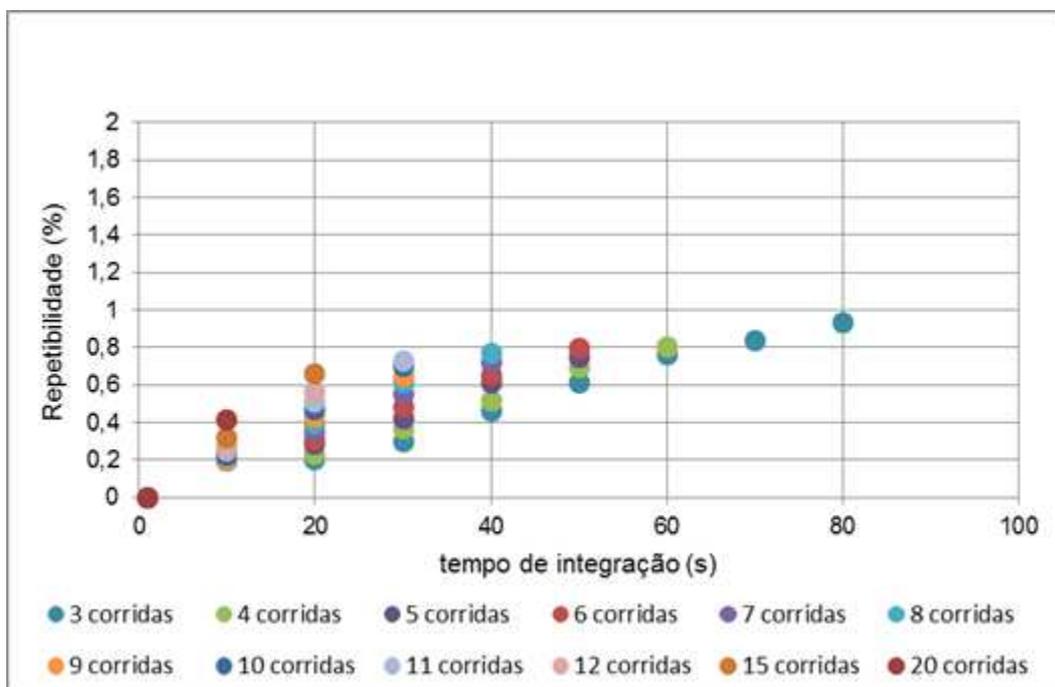


Figura 54 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 12A

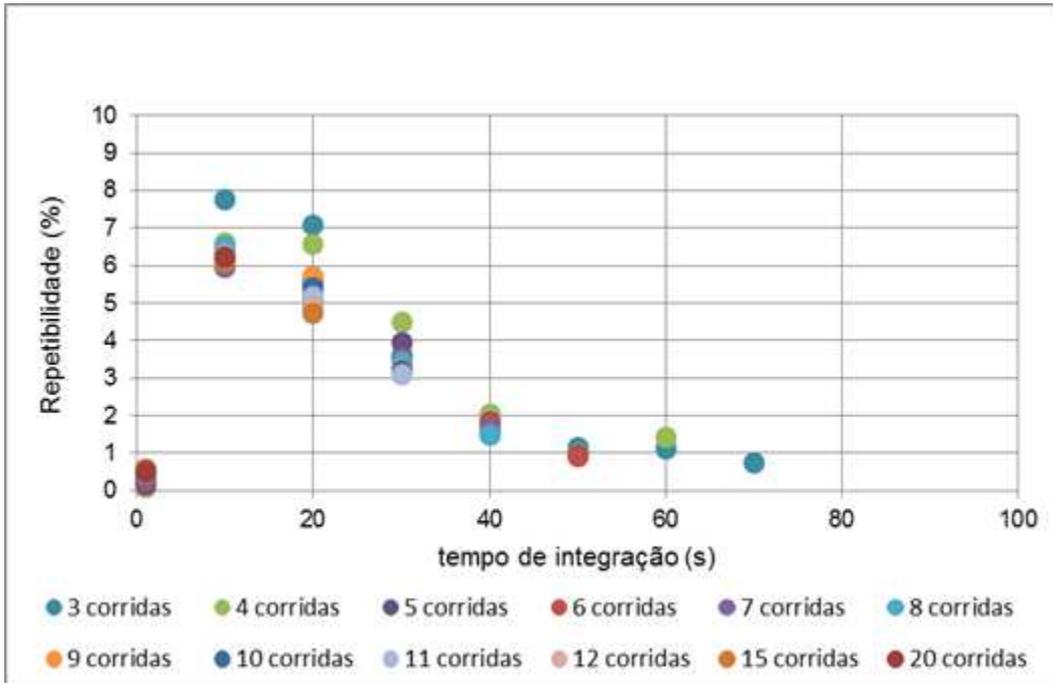


Figura 55 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 12A

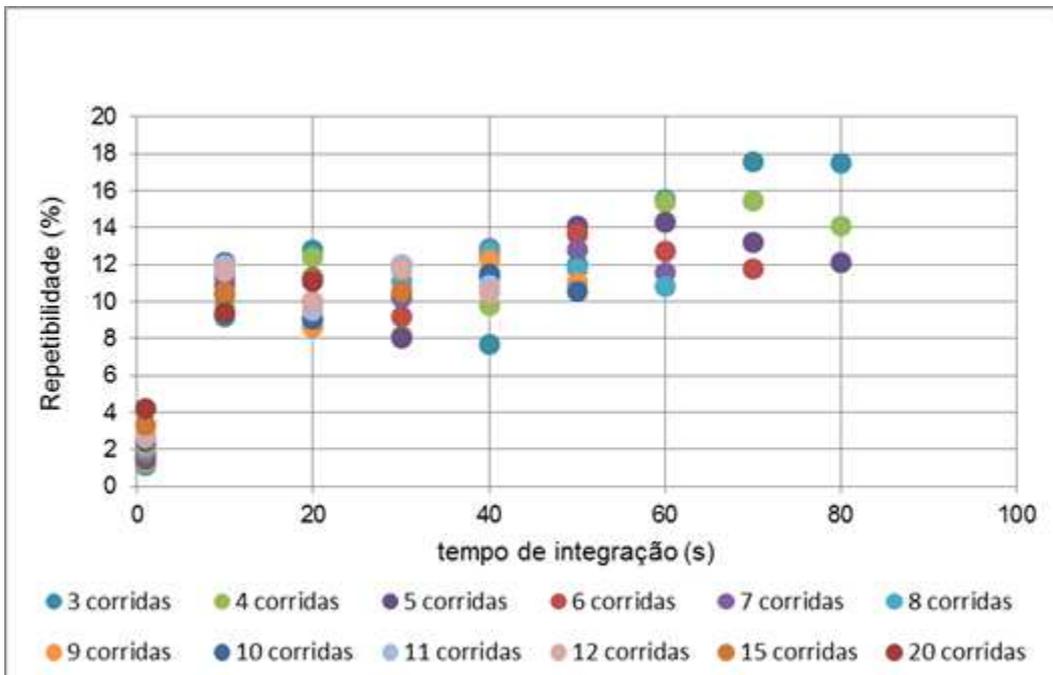


Figura 56 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 12A

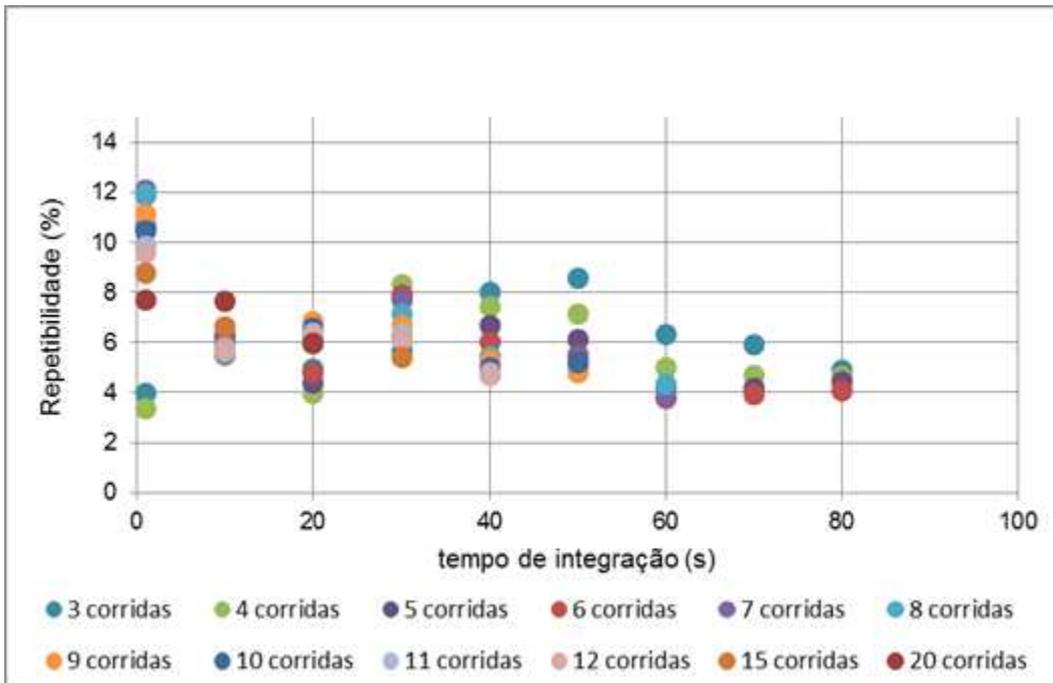


Figura 57 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 16

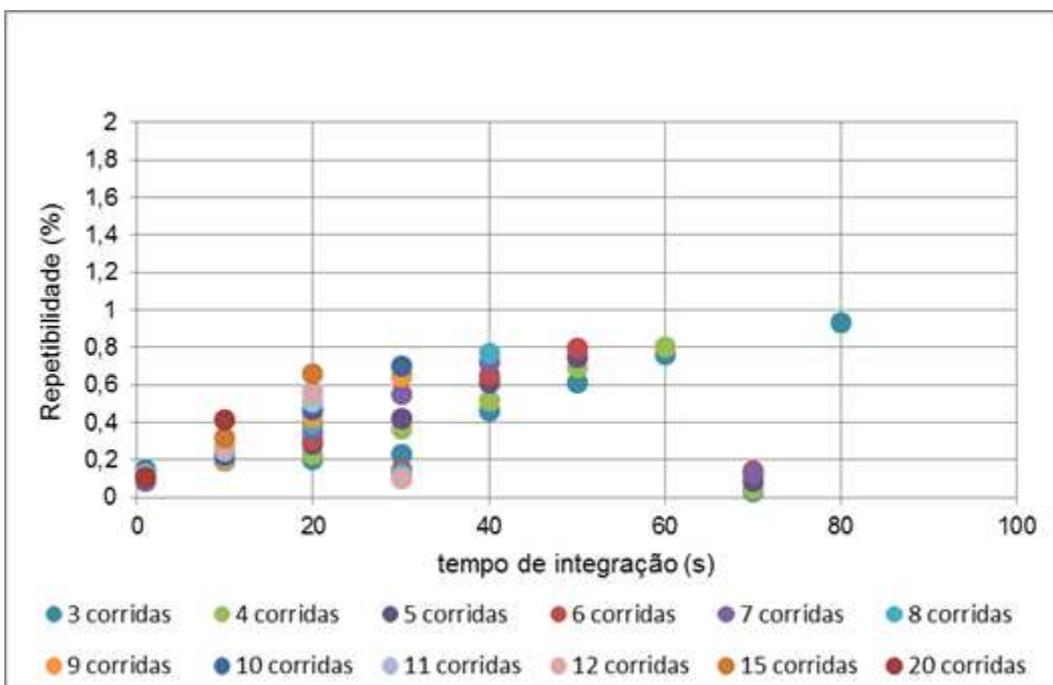


Figura 58 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 16

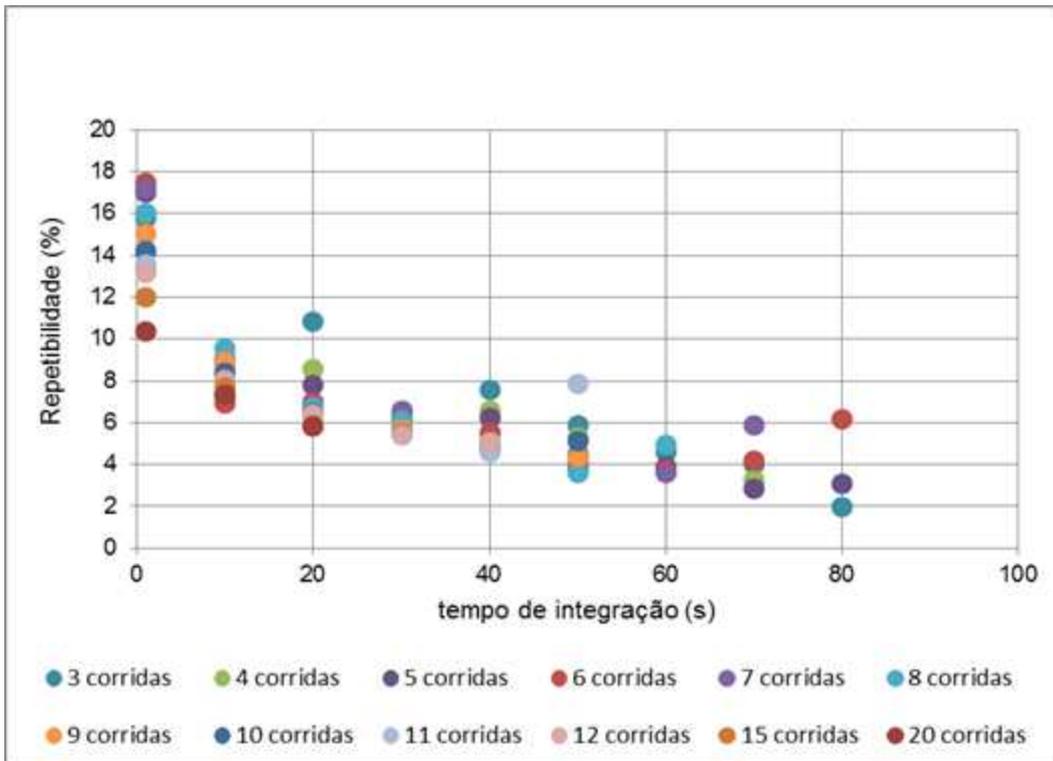


Figura 59 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 16

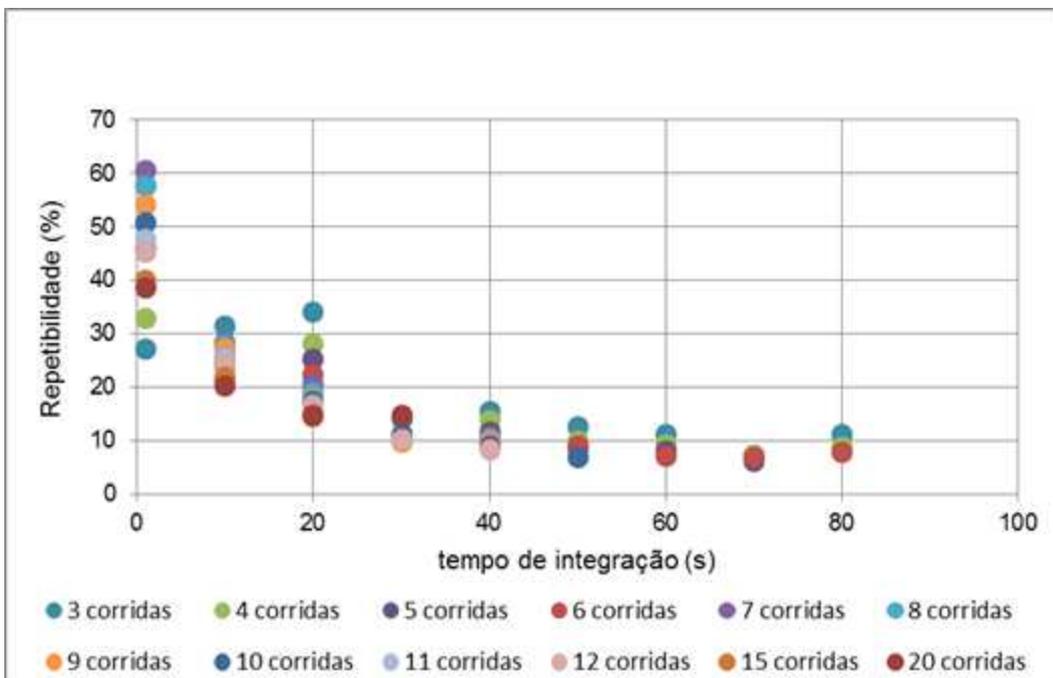


Figura 60 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 16

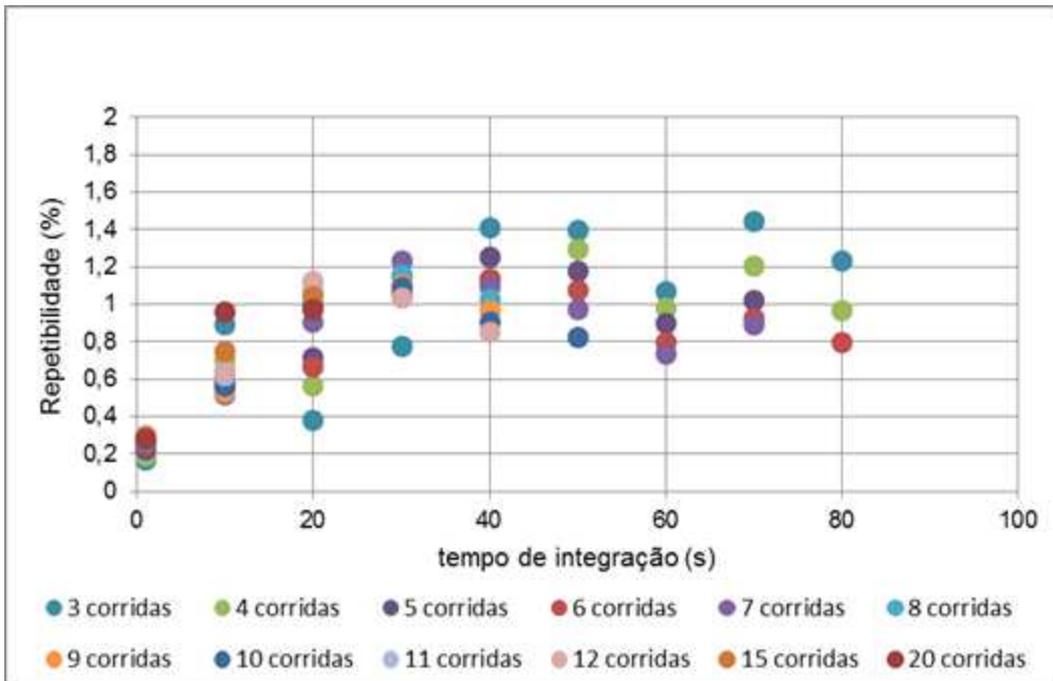


Figura 61 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 16

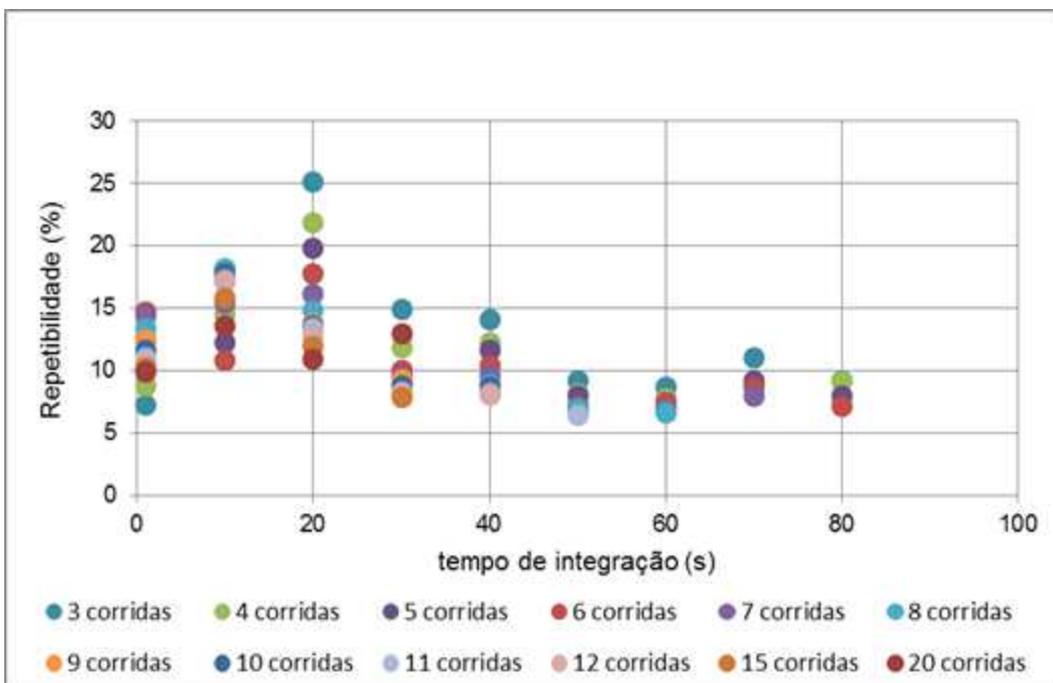


Figura 62 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 16

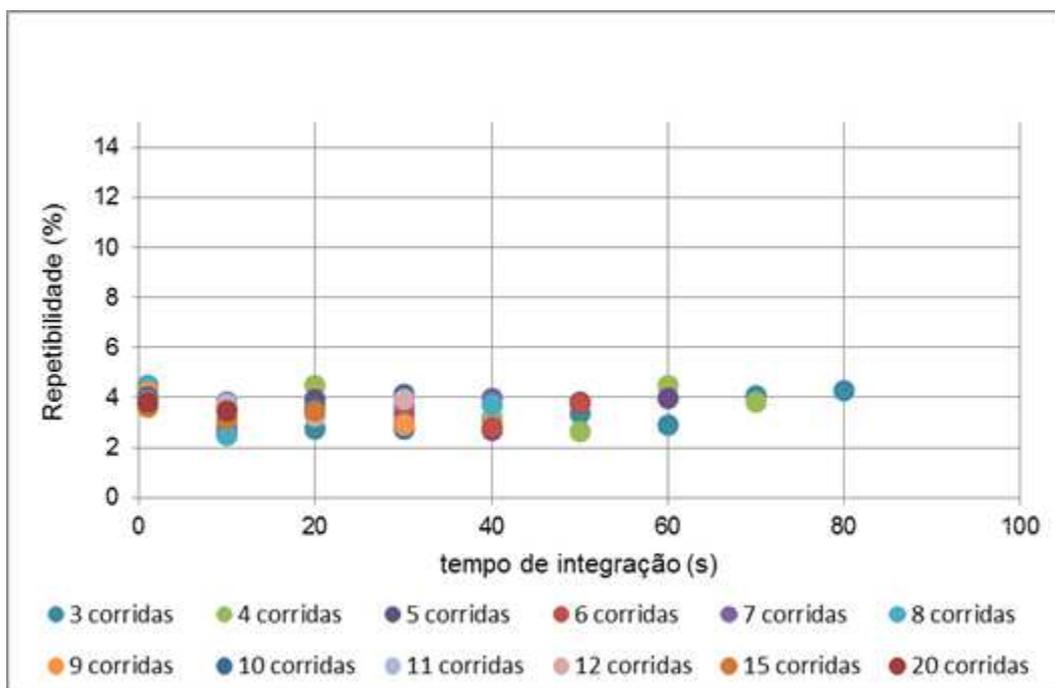


Figura 63 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 18

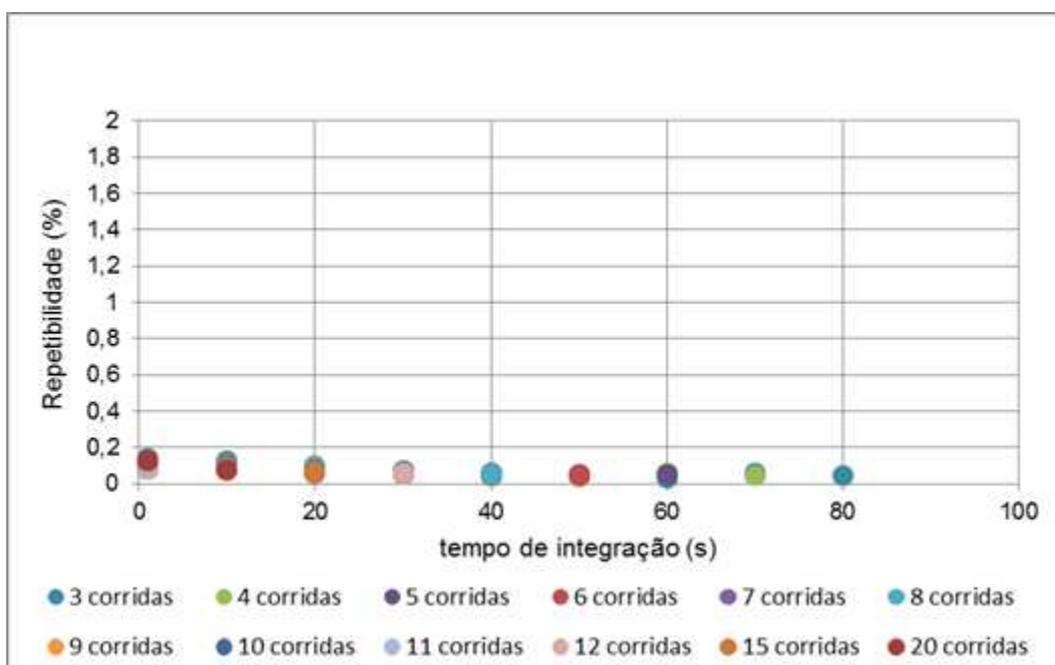


Figura 64 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor teor de água na medição de teor de água do teste 18

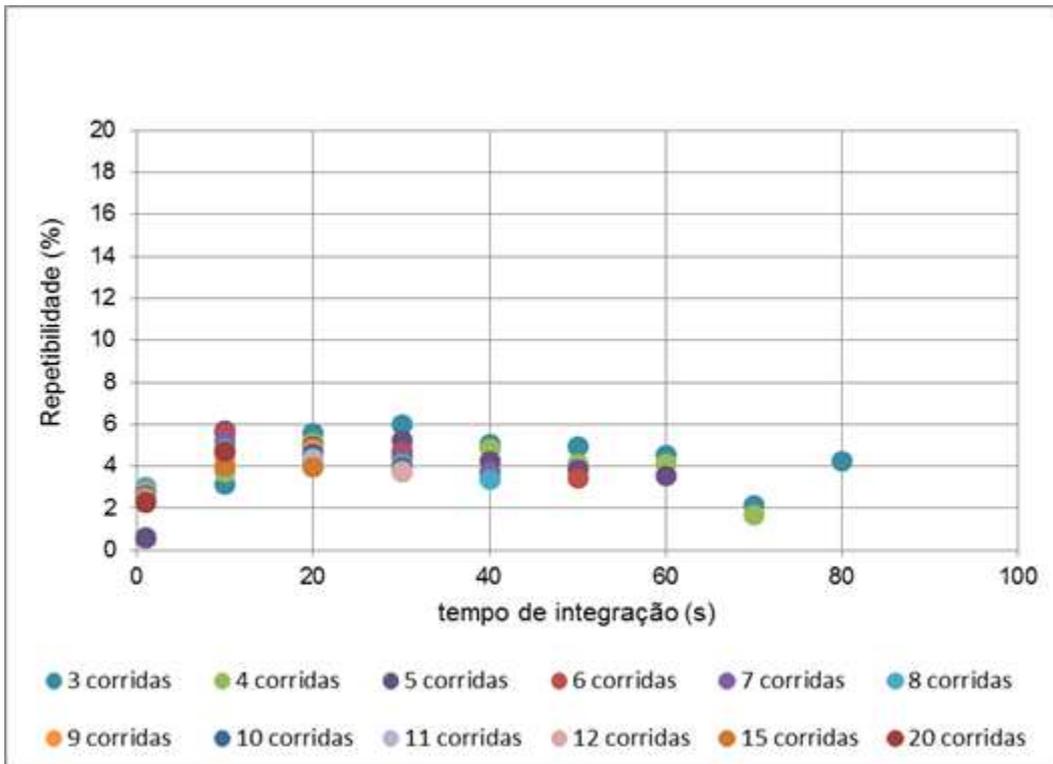


Figura 65 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 18

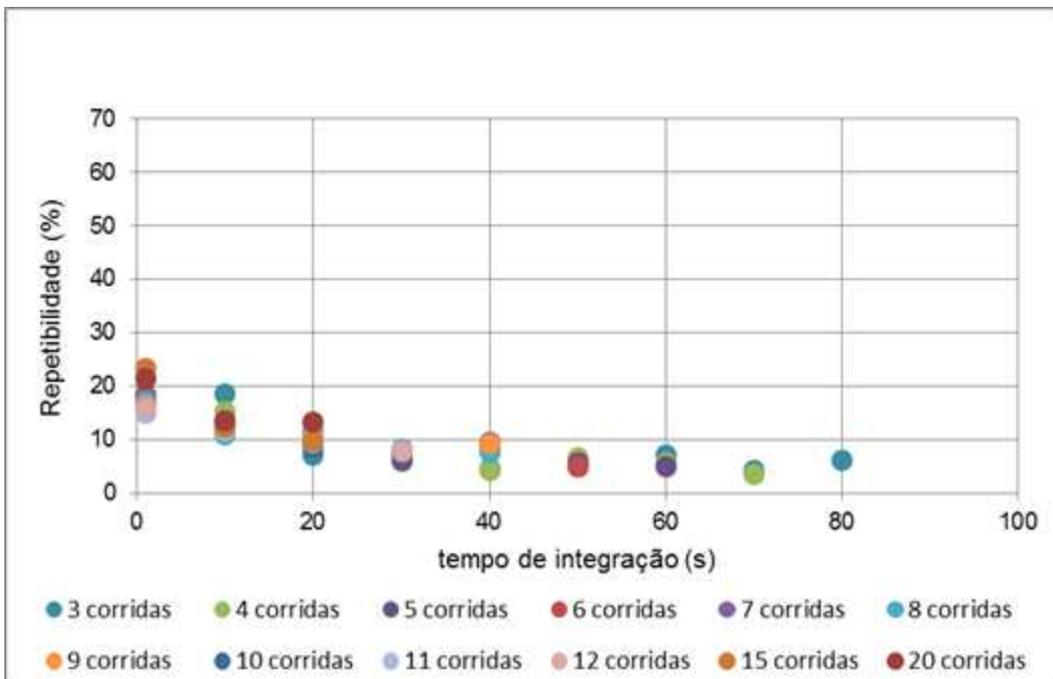


Figura 66 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 18

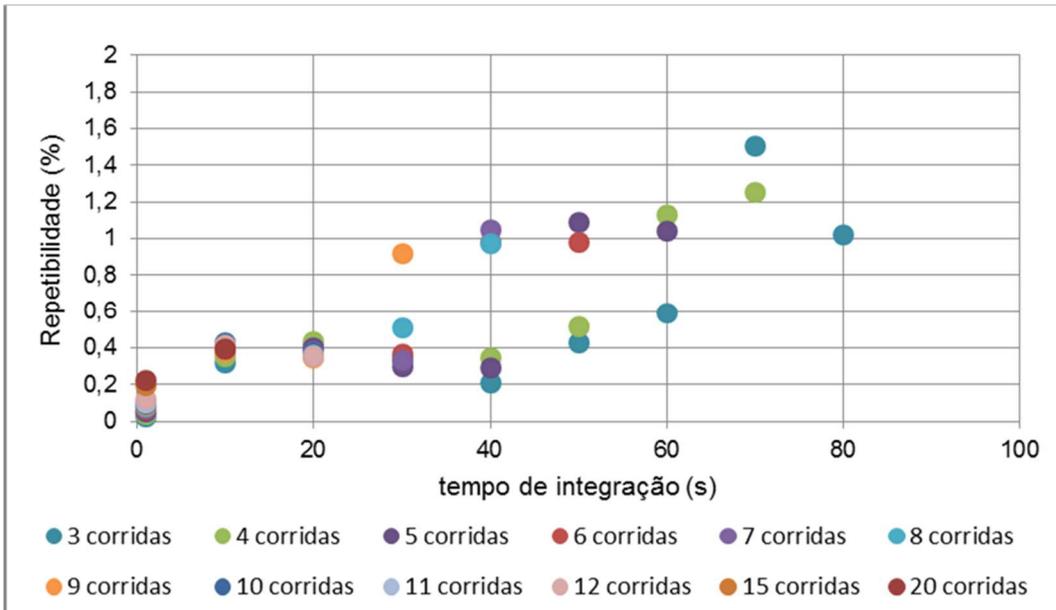


Figura 67 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 18

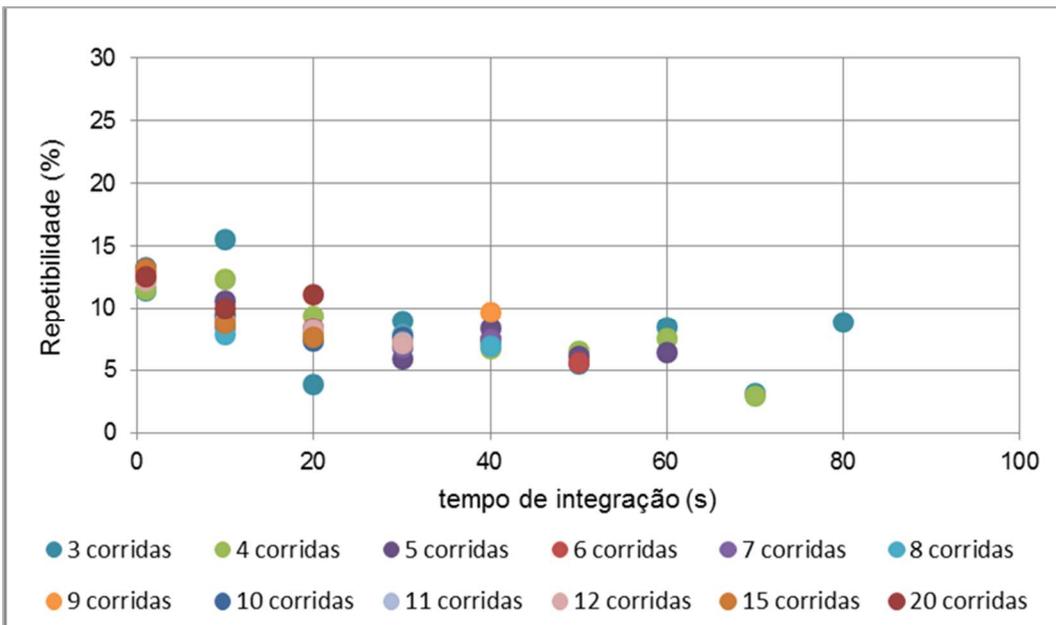


Figura 68 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 18

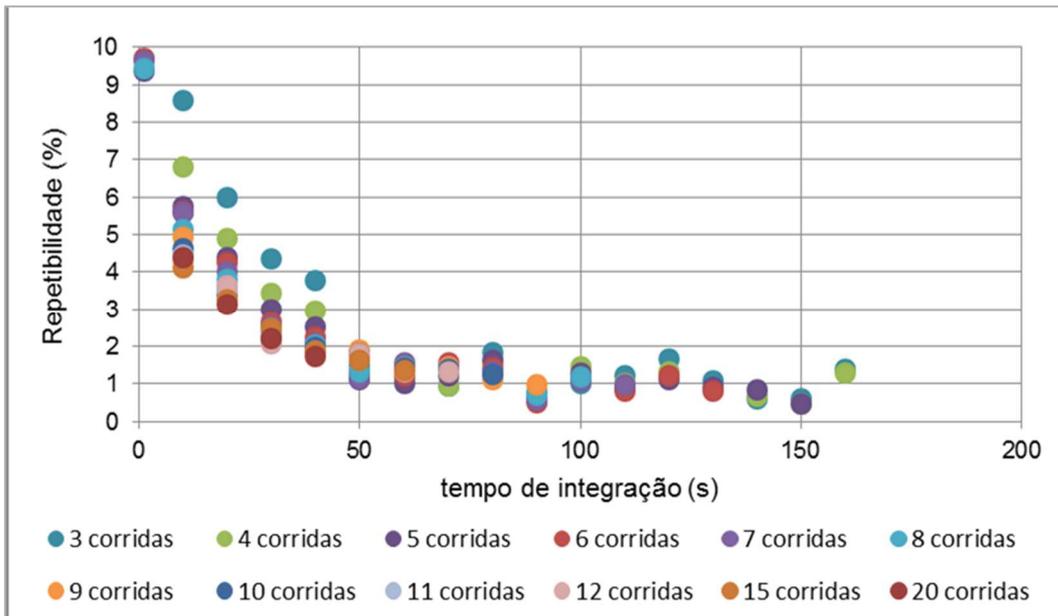


Figura 69 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 19

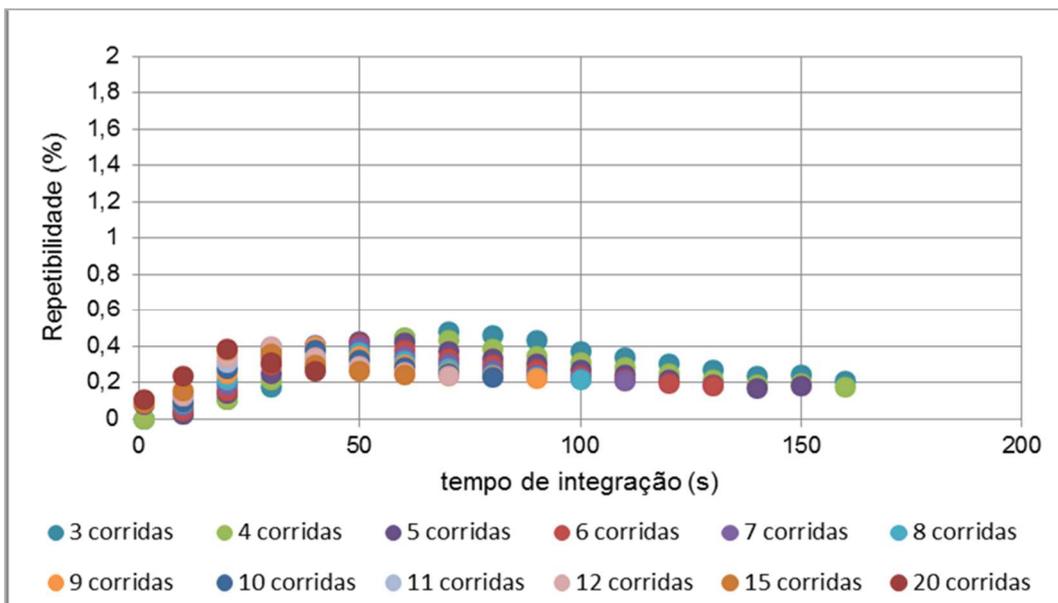


Figura 70 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 19

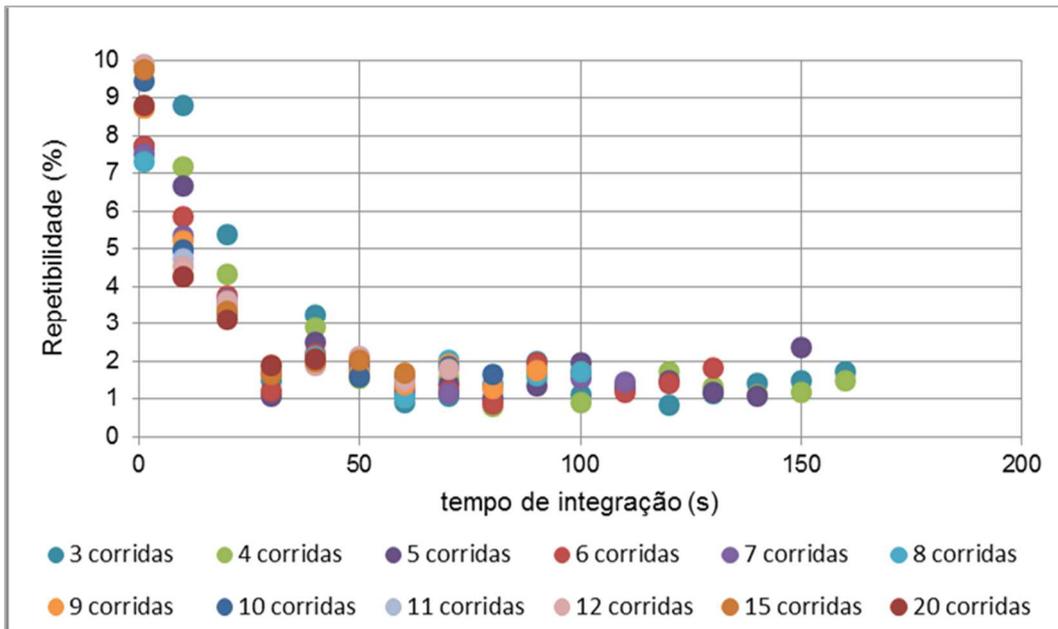


Figura 71 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 19

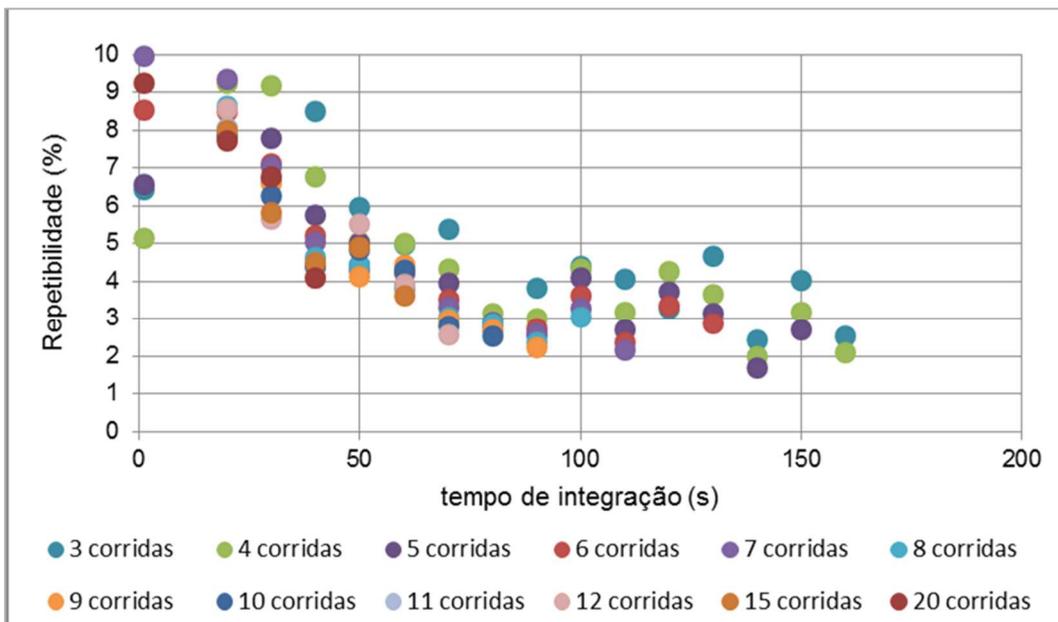


Figura 72 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 19

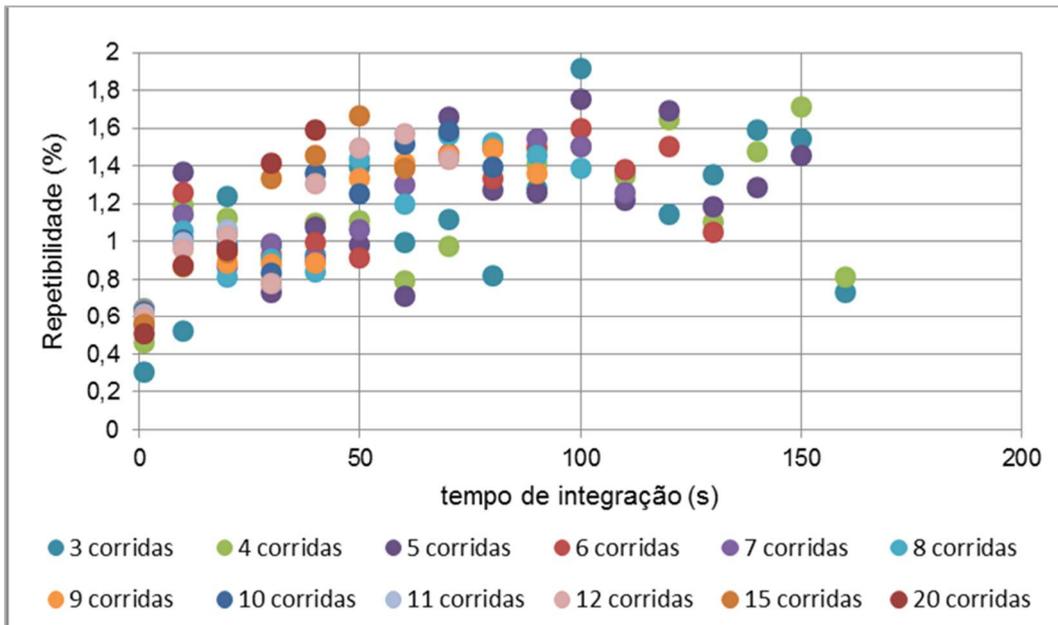


Figura 73 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 19

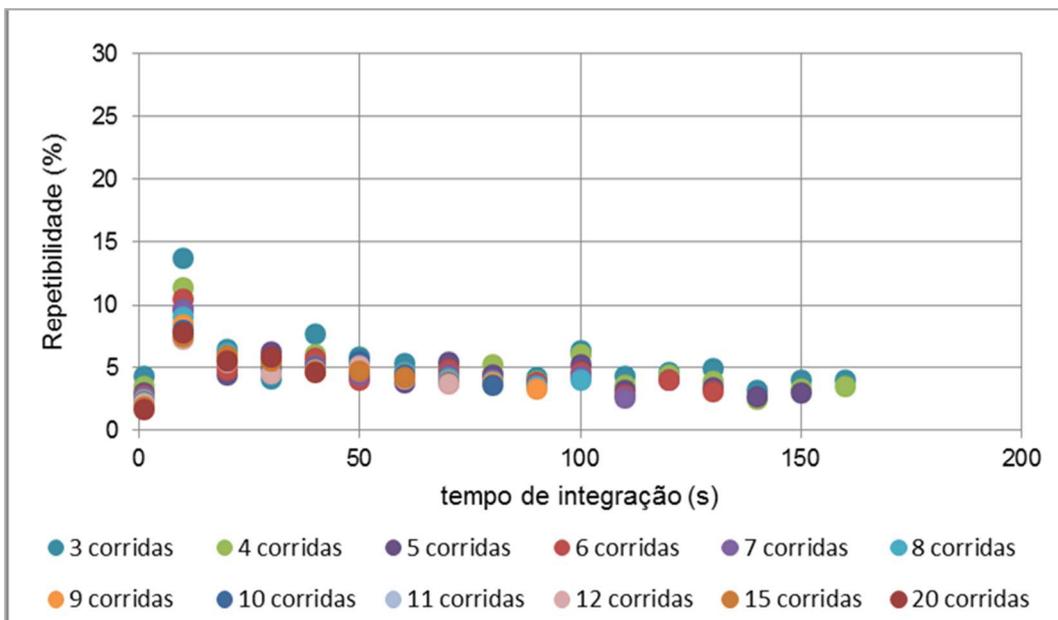


Figura 74 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 19

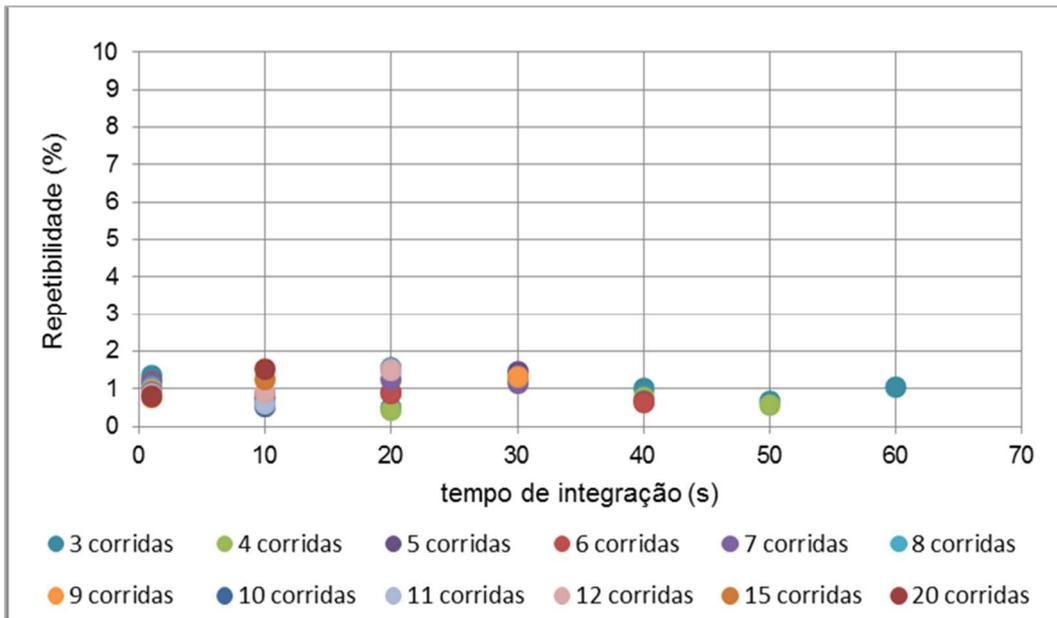


Figura 75 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 19A

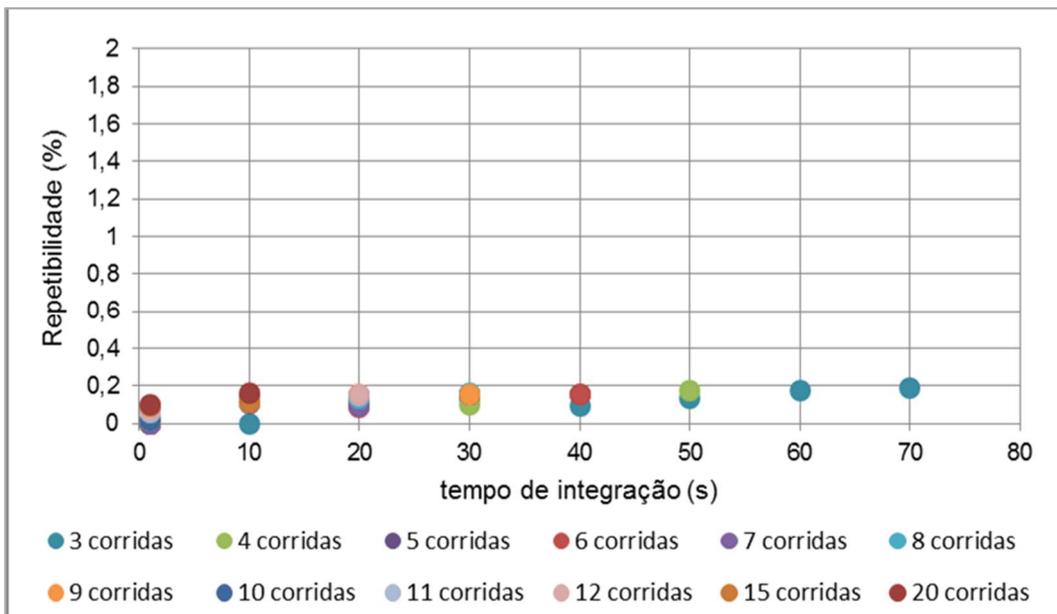


Figura 76 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 19<sup>a</sup>

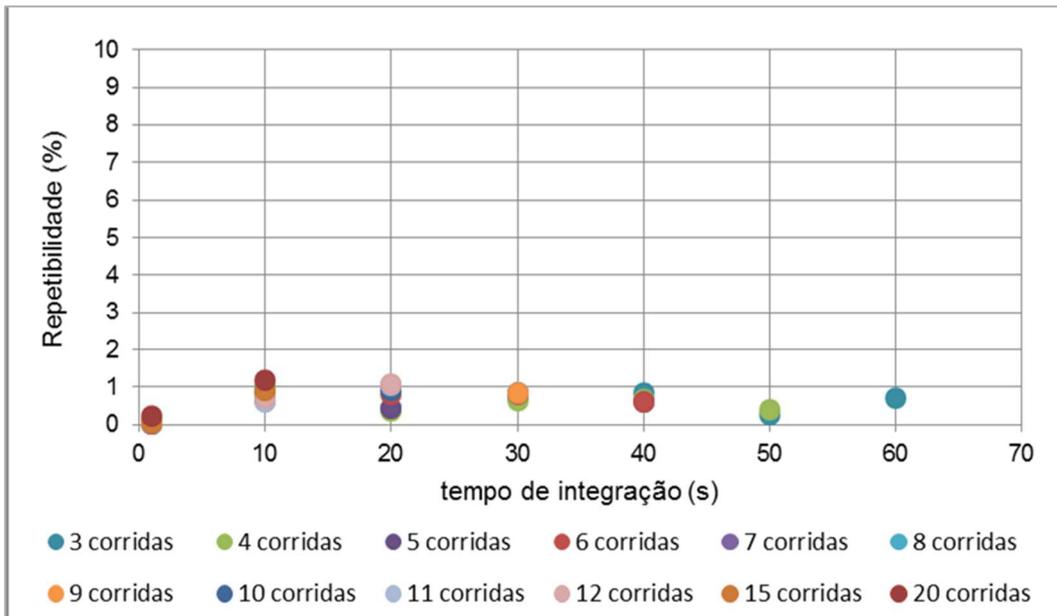


Figura 77 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 19A

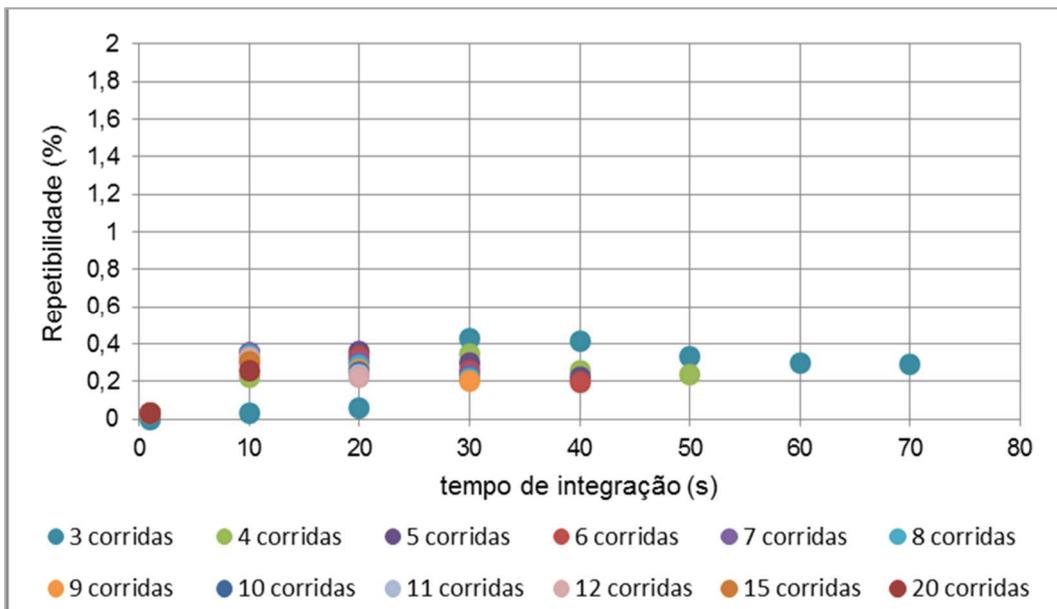


Figura 78 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 19A

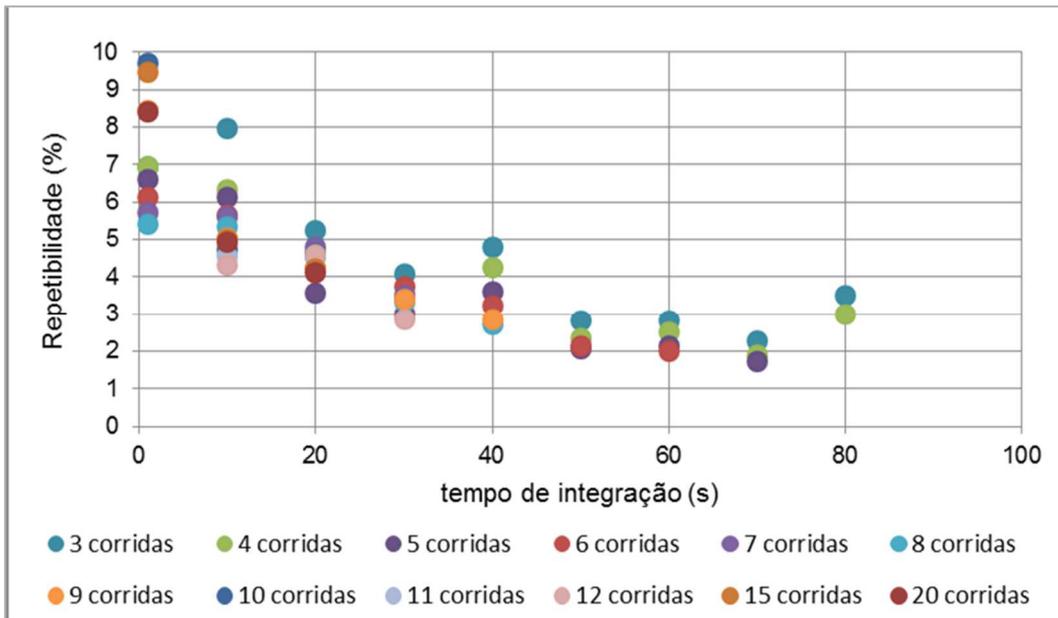


Figura 79 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 20

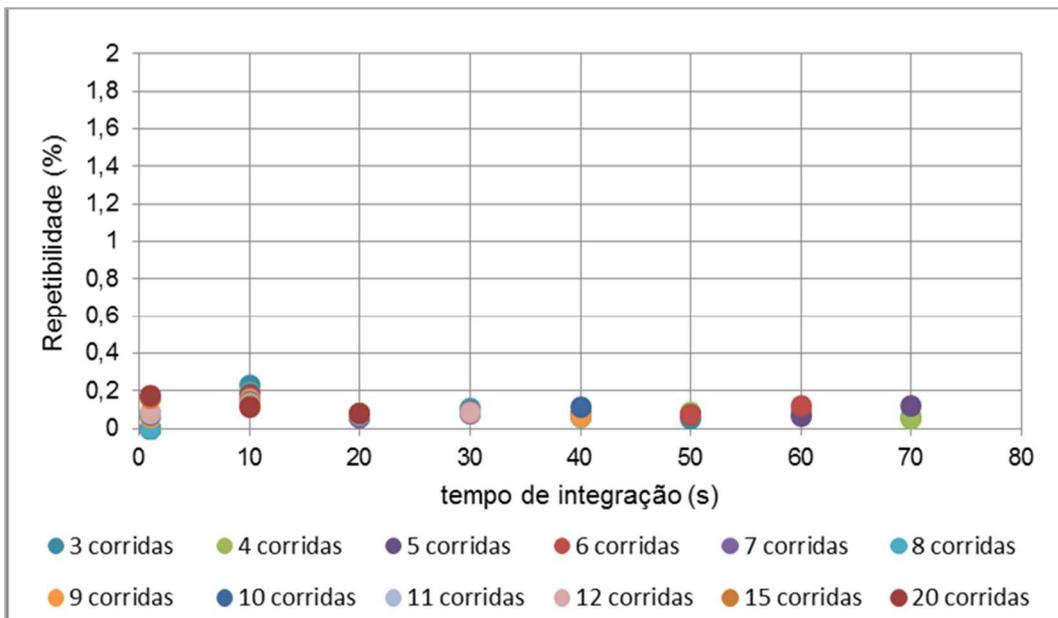


Figura 80 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 20

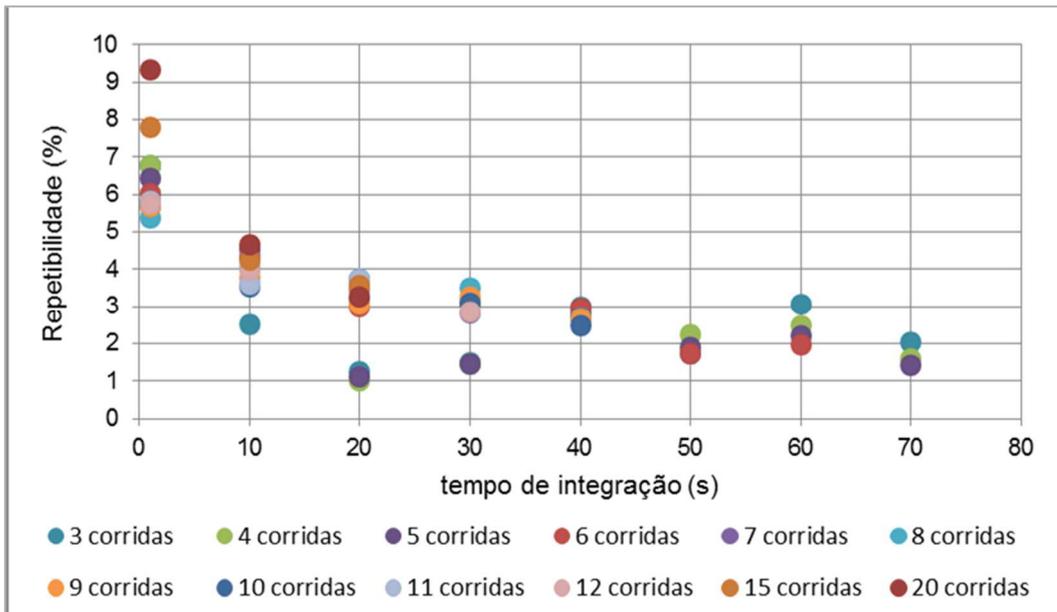


Figura 81 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 20

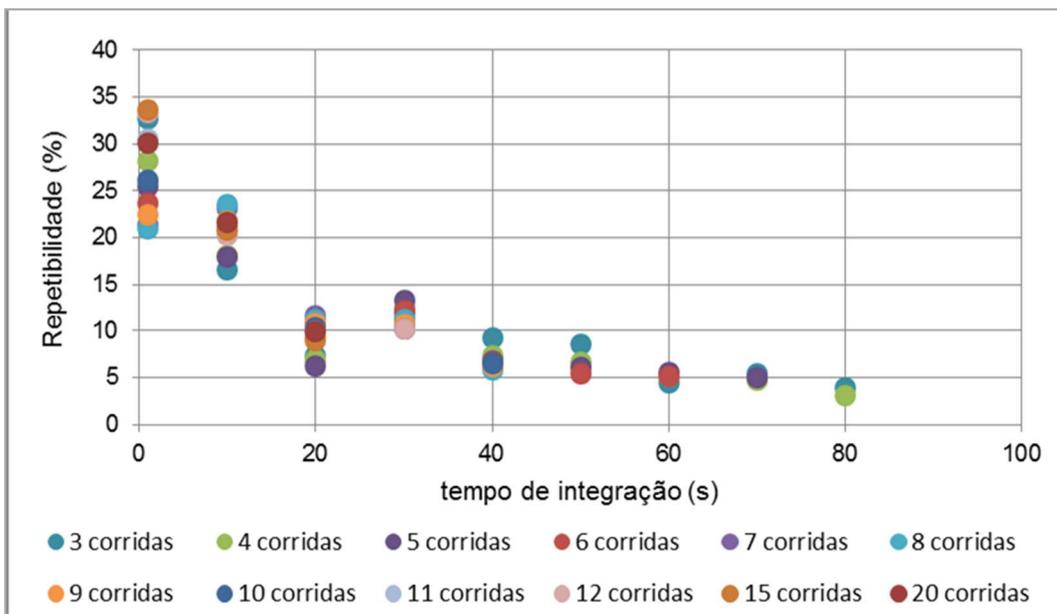


Figura 82 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 20

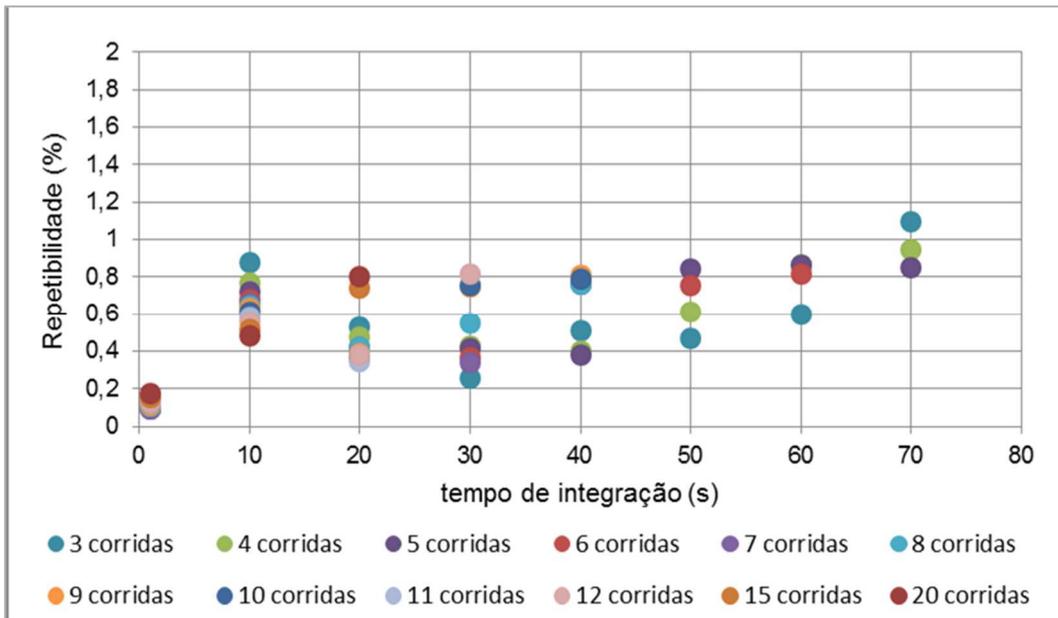


Figura 83 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 20

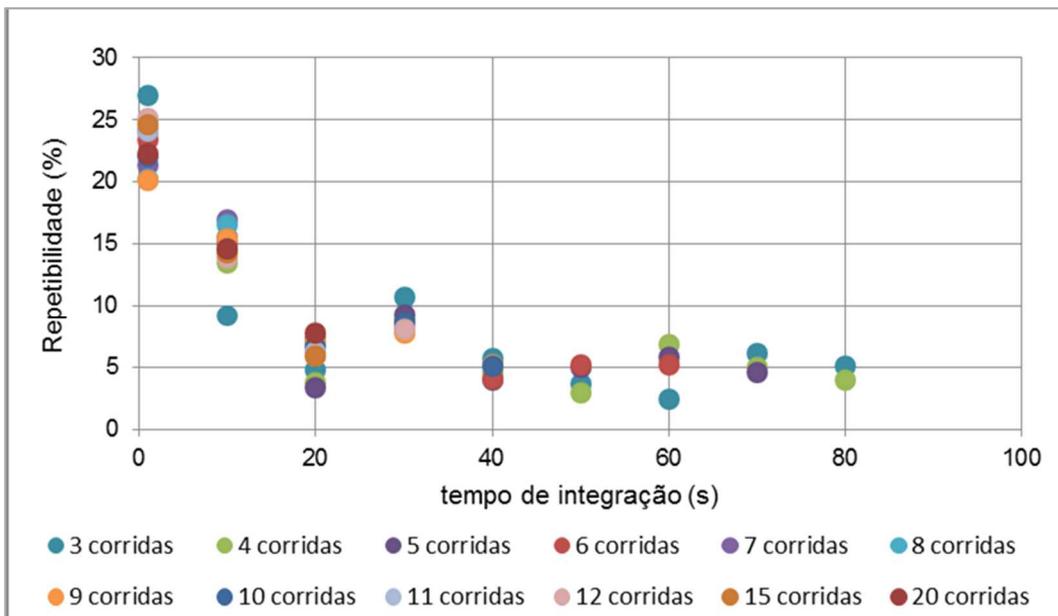


Figura 84 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 20

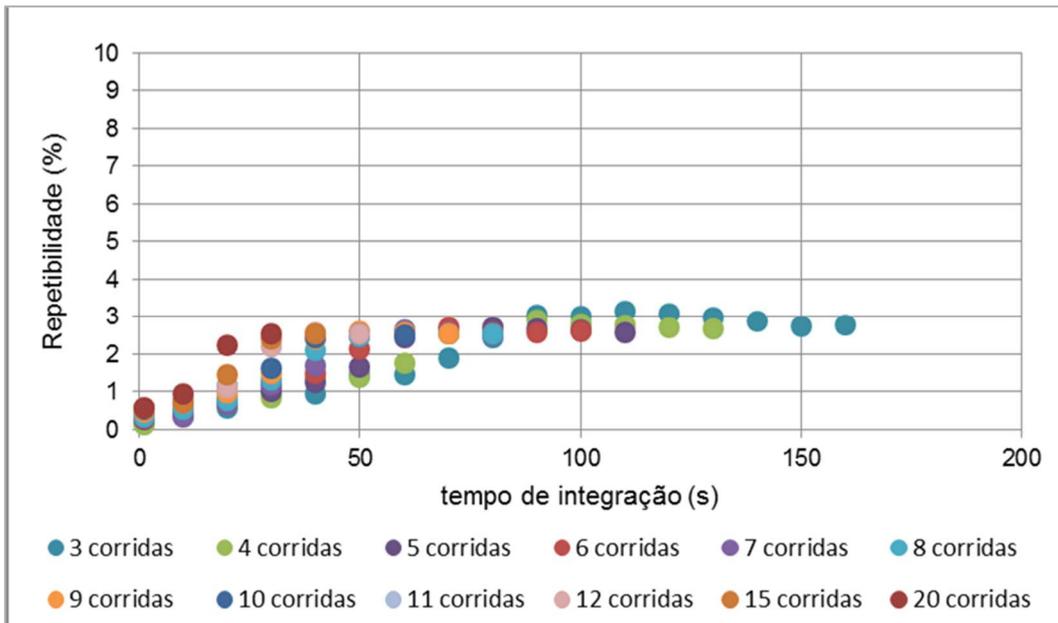


Figura 85 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 21

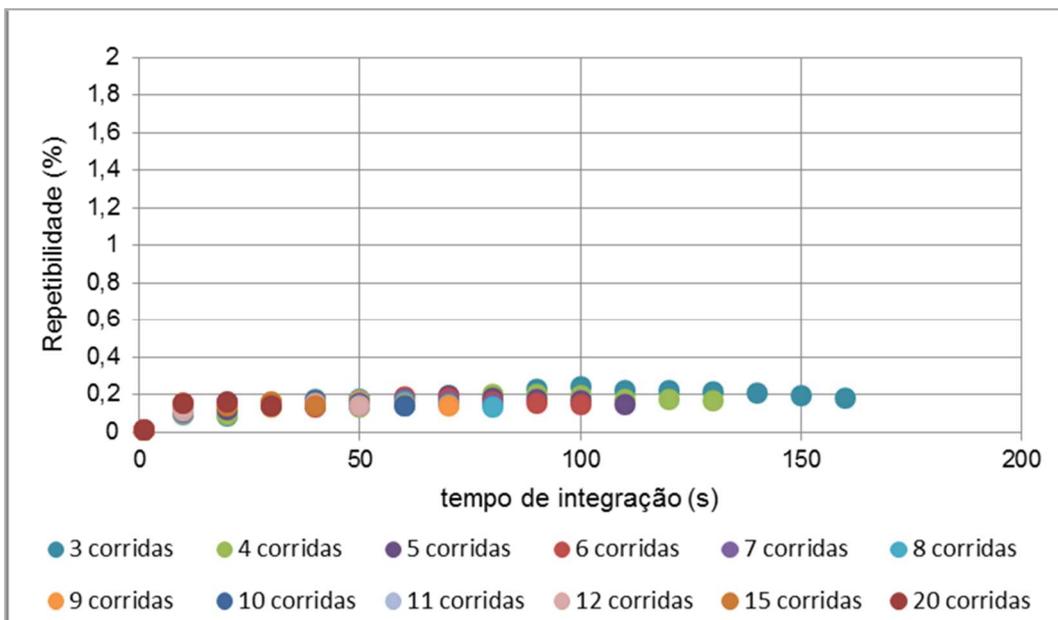


Figura 86 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 21

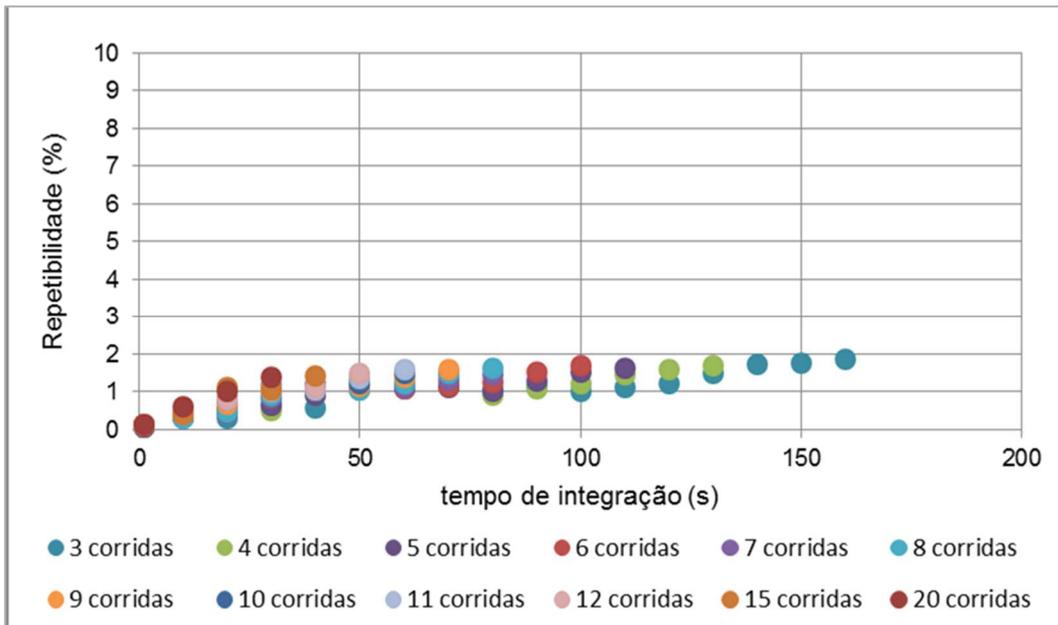


Figura 87 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 21

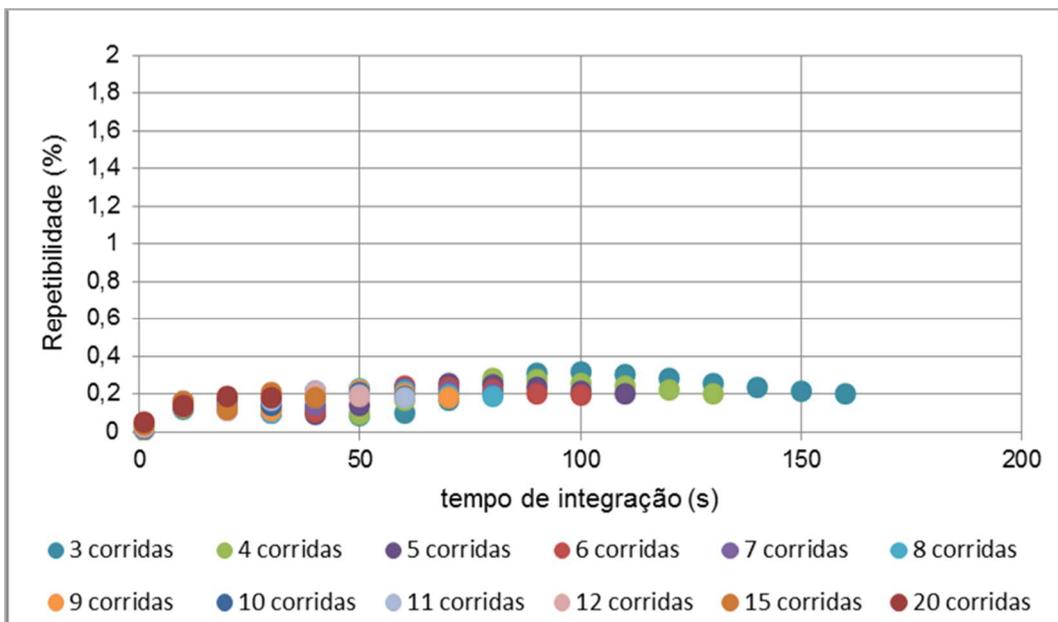


Figura 88 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 21

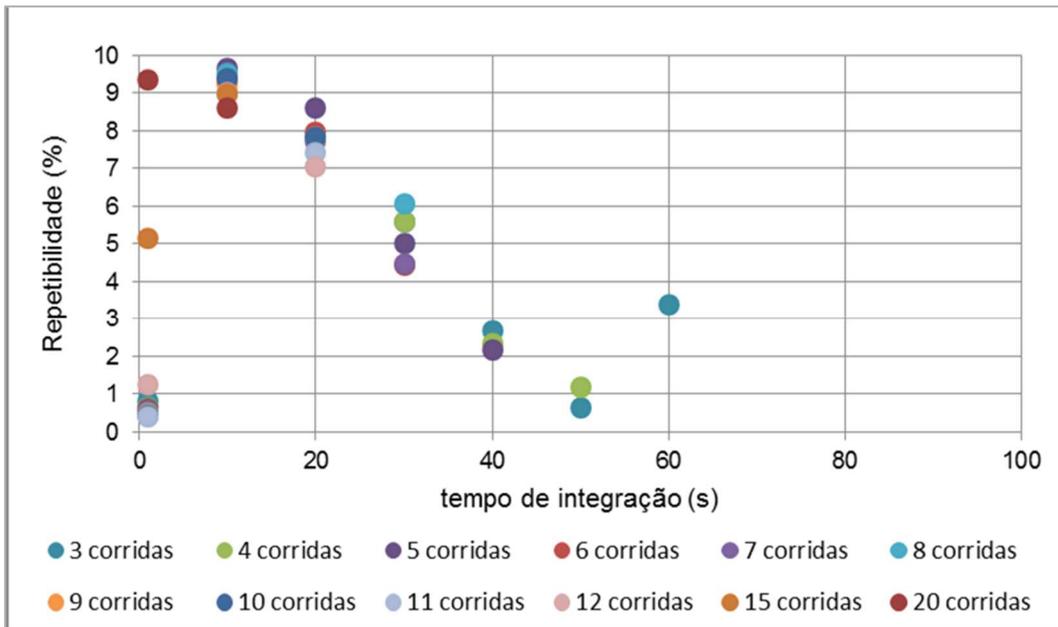


Figura 89 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 22A

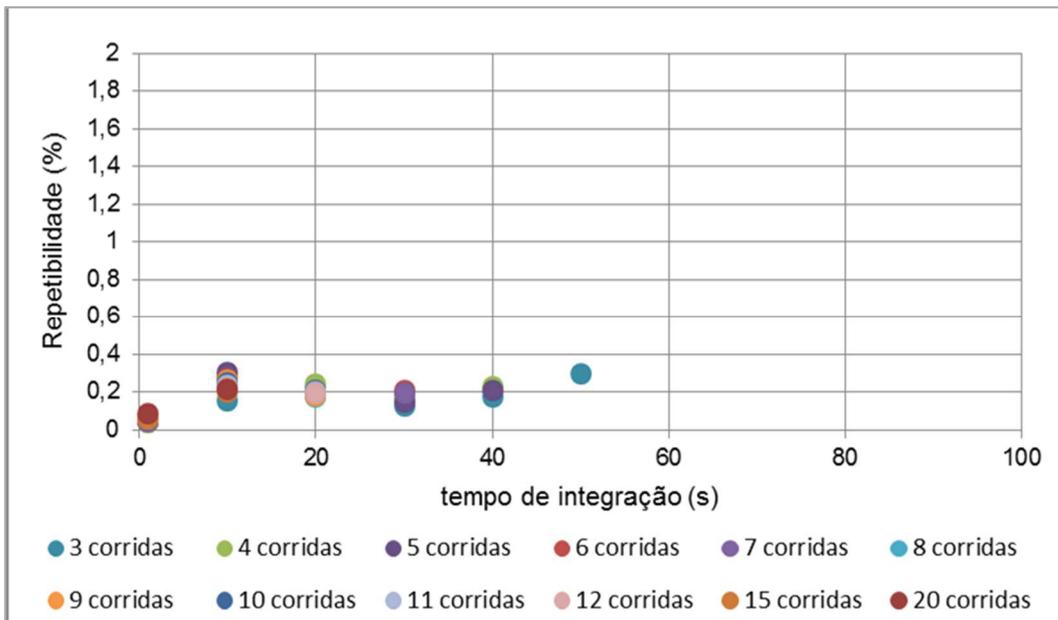


Figura 90 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 22A

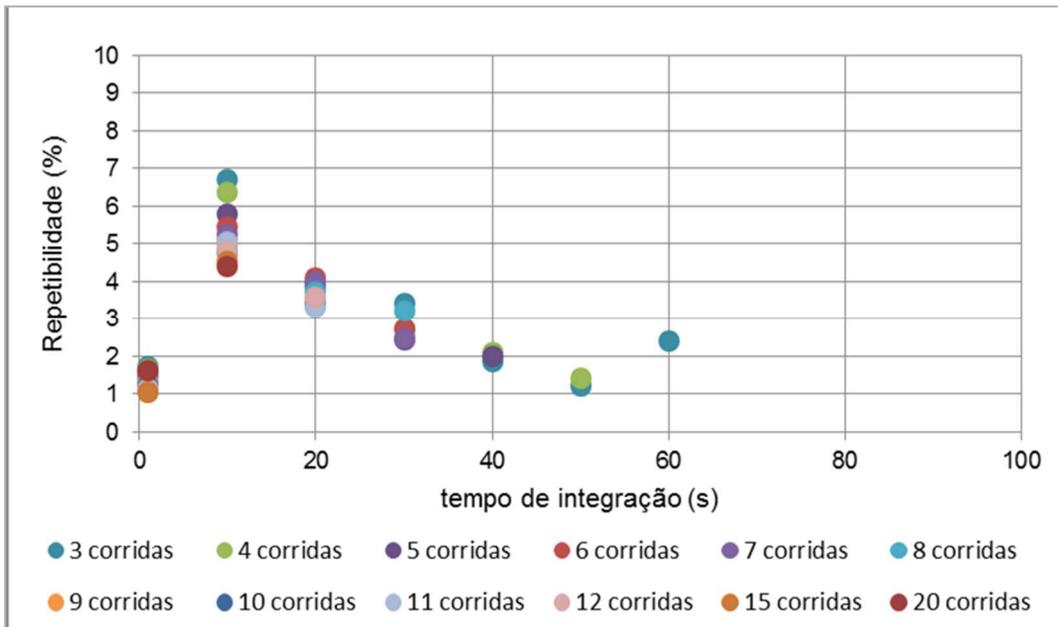


Figura 91 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 22<sup>a</sup>

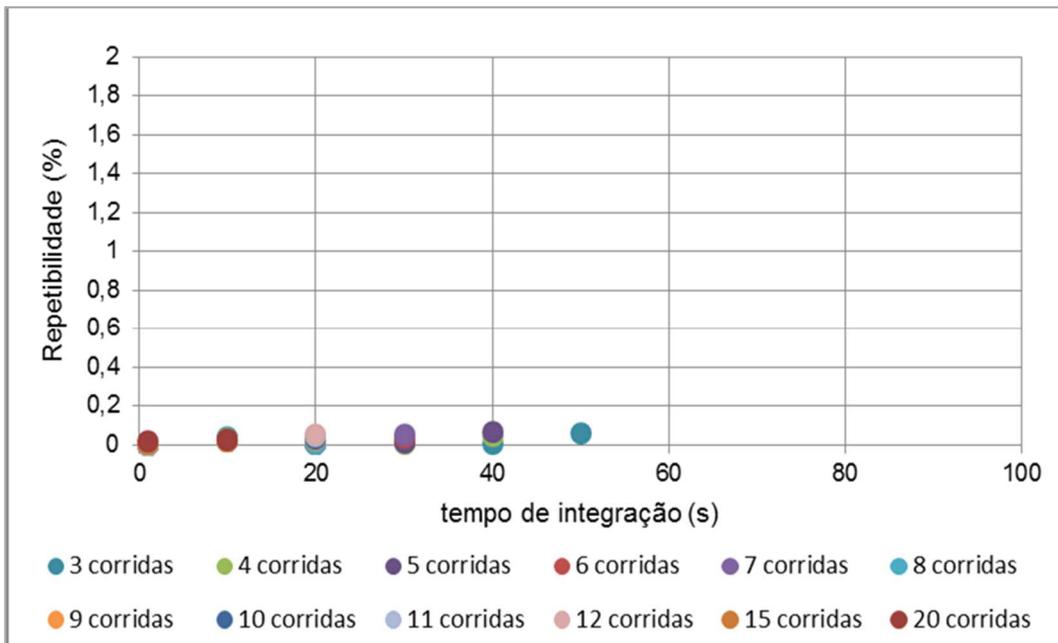


Figura 92 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 22A

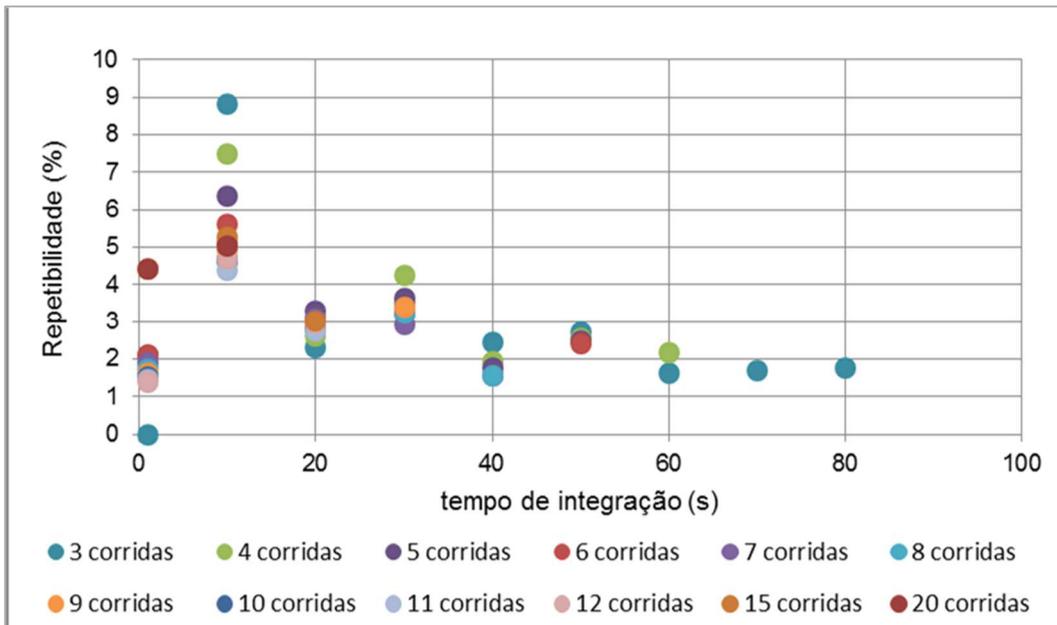


Figura 93 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 25

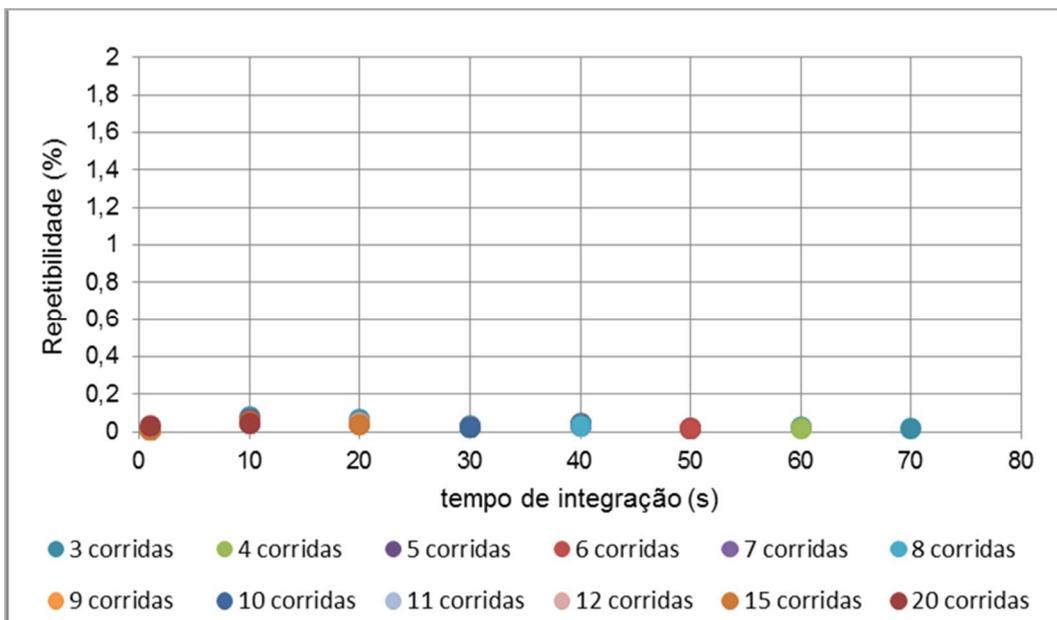


Figura 94 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 25

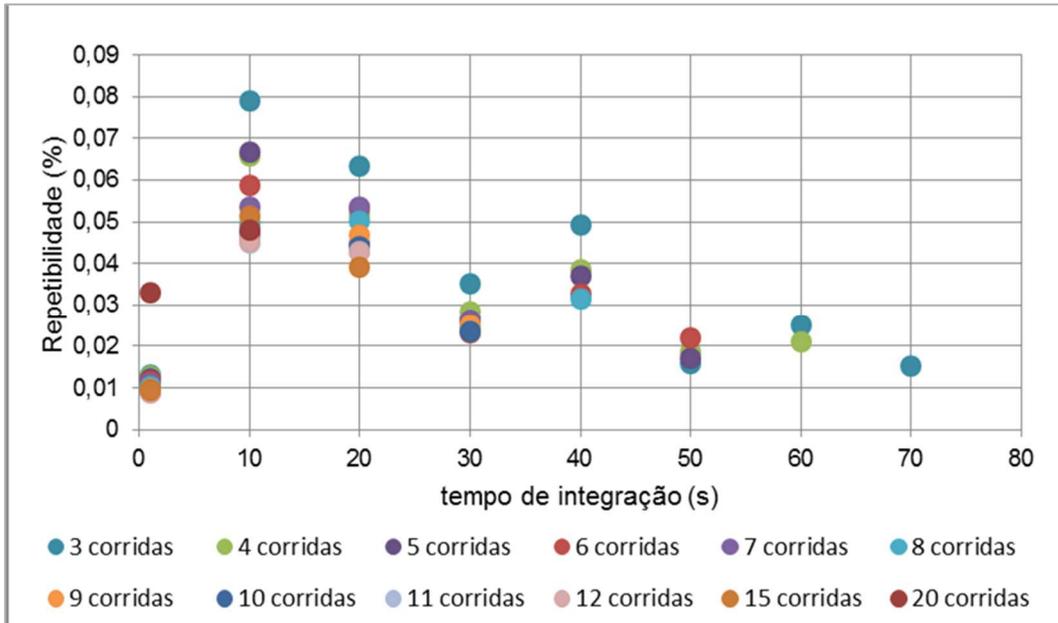


Figura 95 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 25

PUC-Rio - Certificação Digital N° I612498/CA

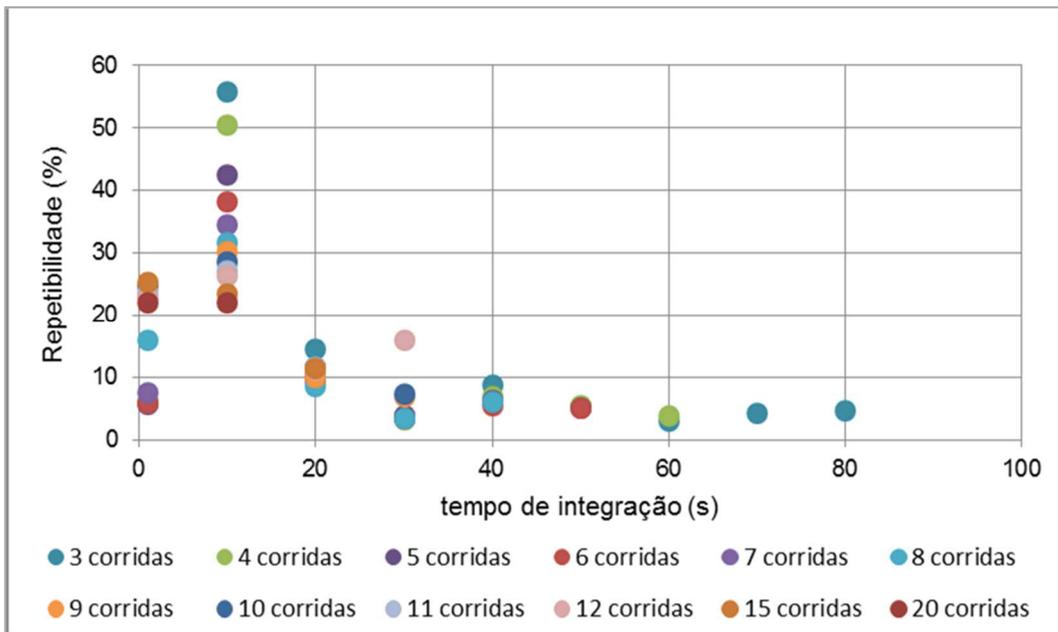


Figura 96 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 25

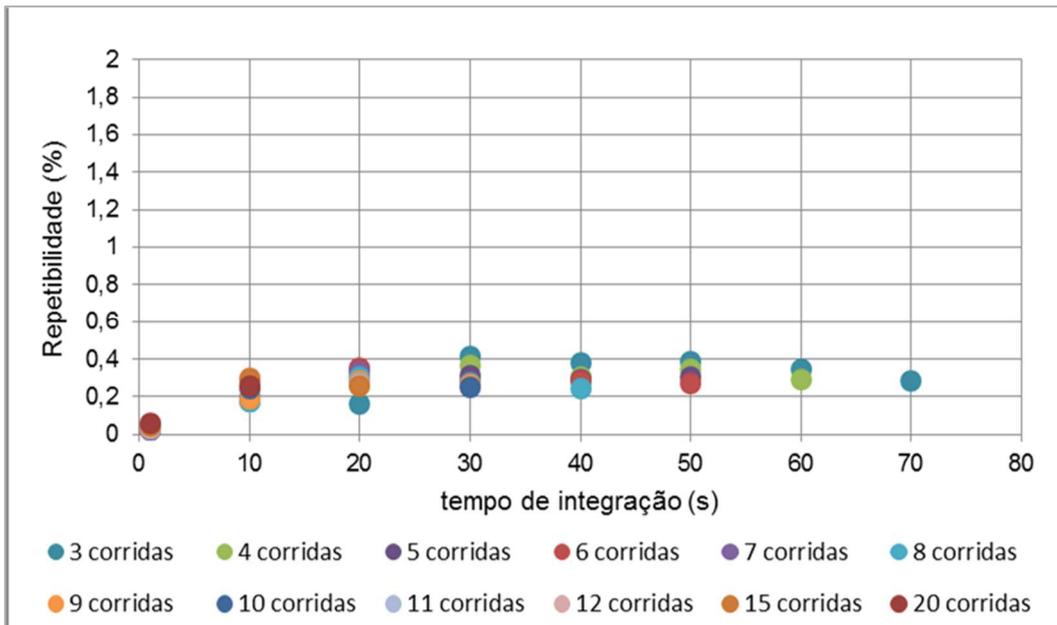


Figura 97 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água de gás do teste 25

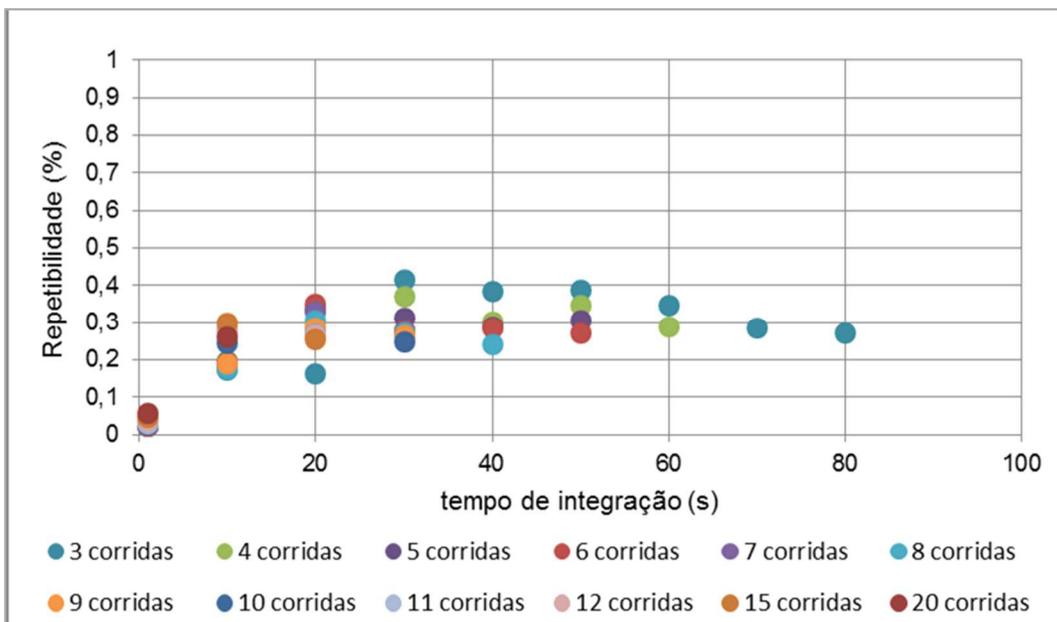


Figura 98 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 25

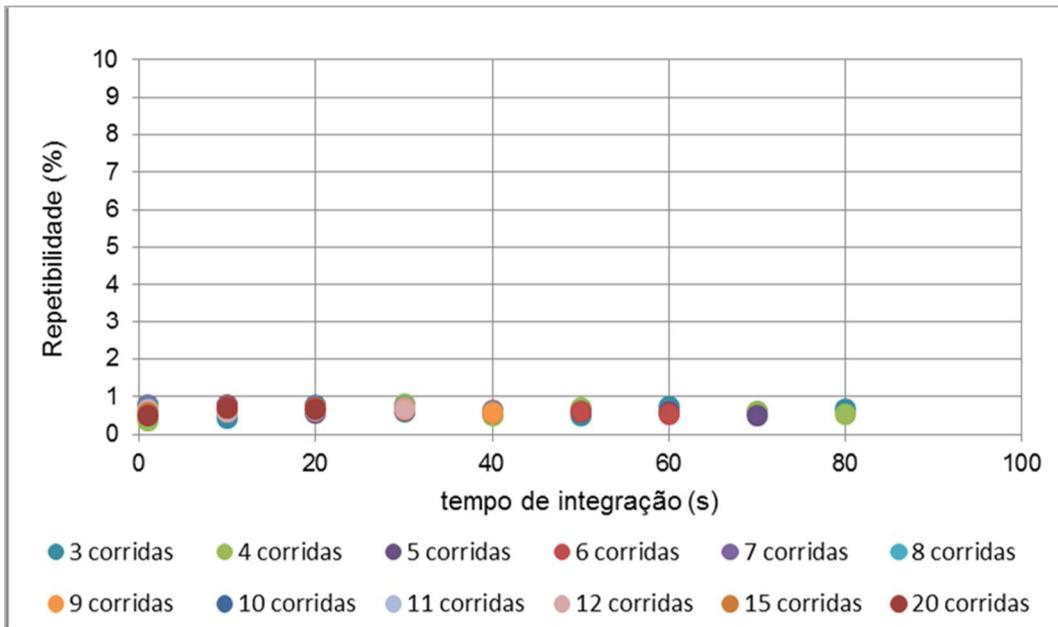


Figura 99 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 25A

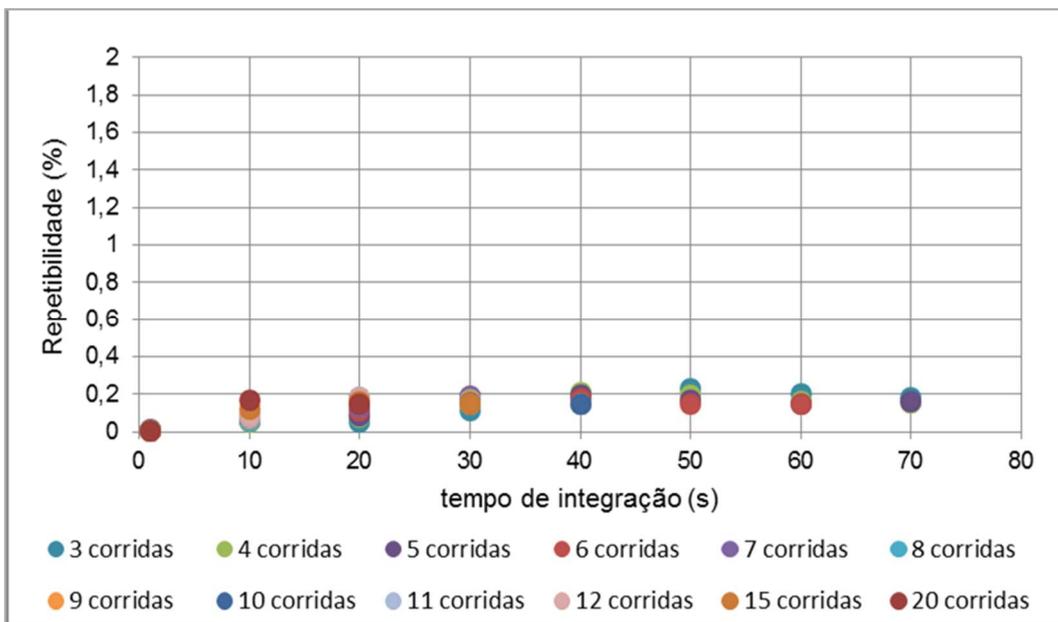


Figura 100 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 25A

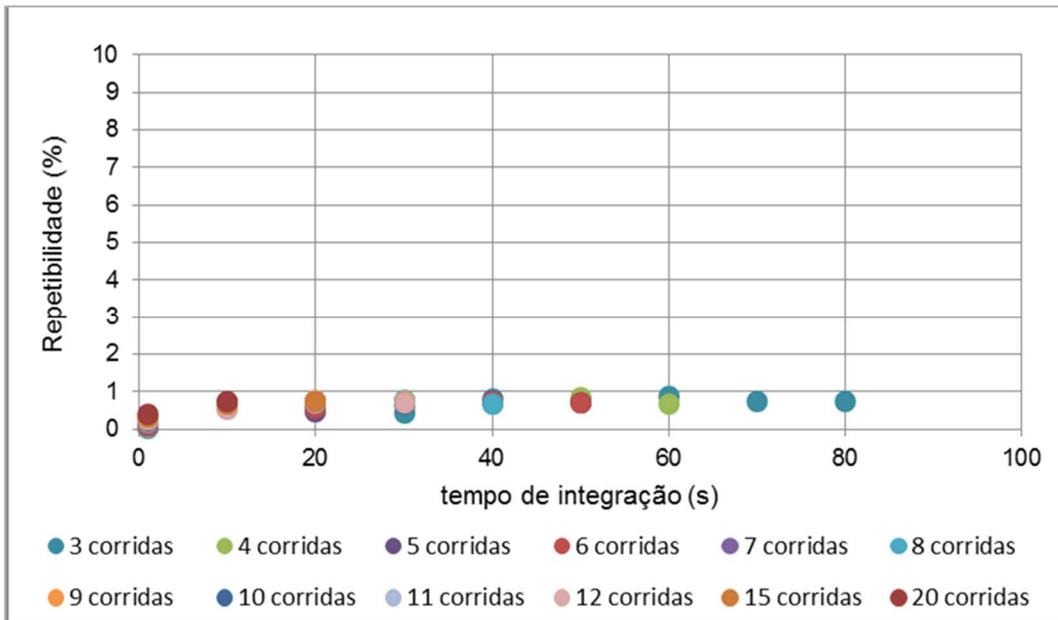


Figura 101 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 25A

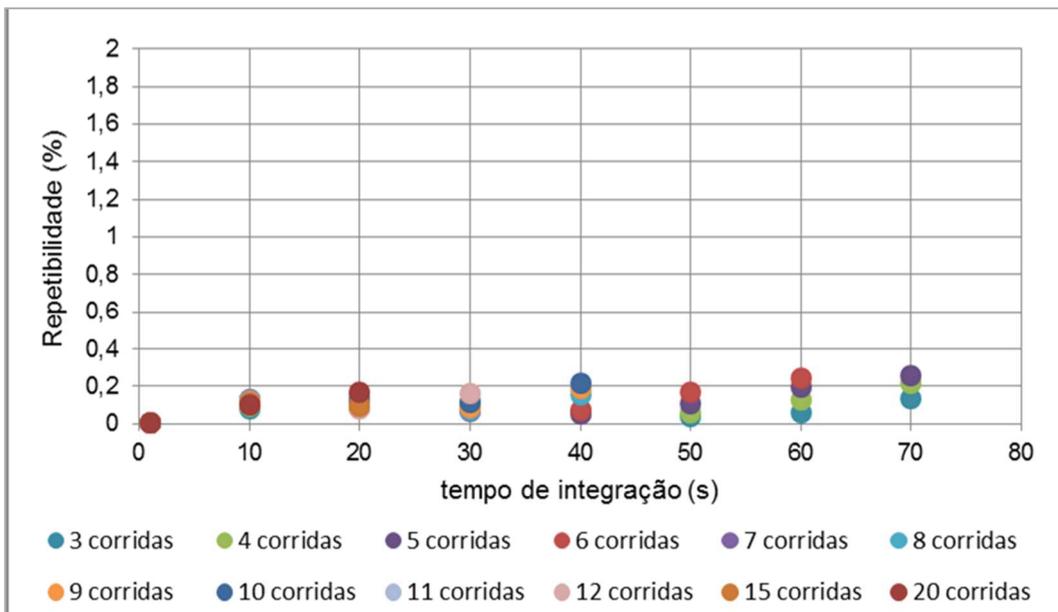


Figura 102 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 25A

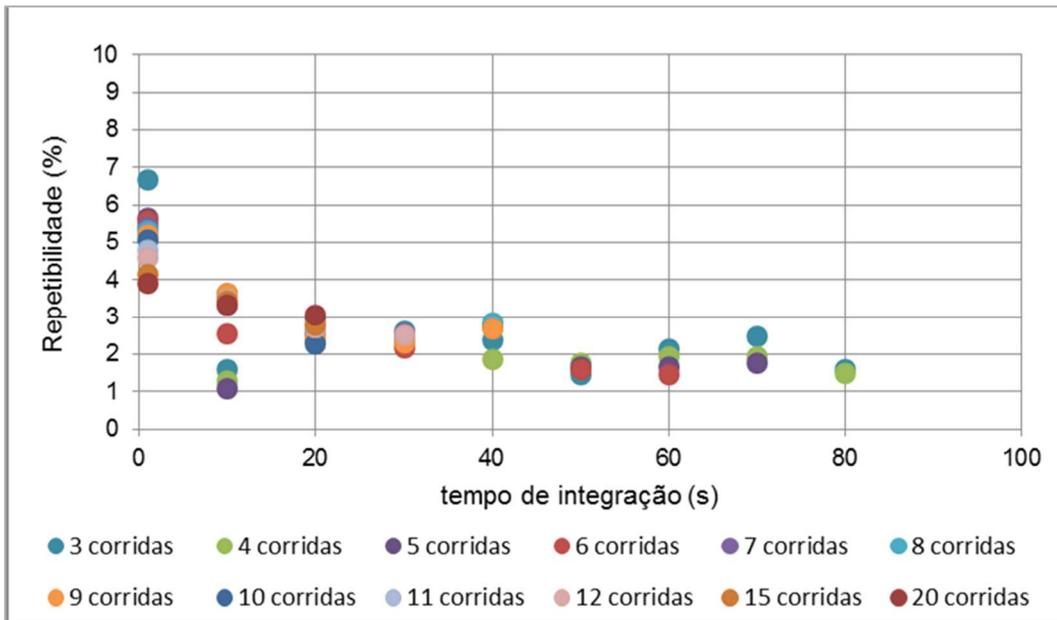


Figura 103 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 26

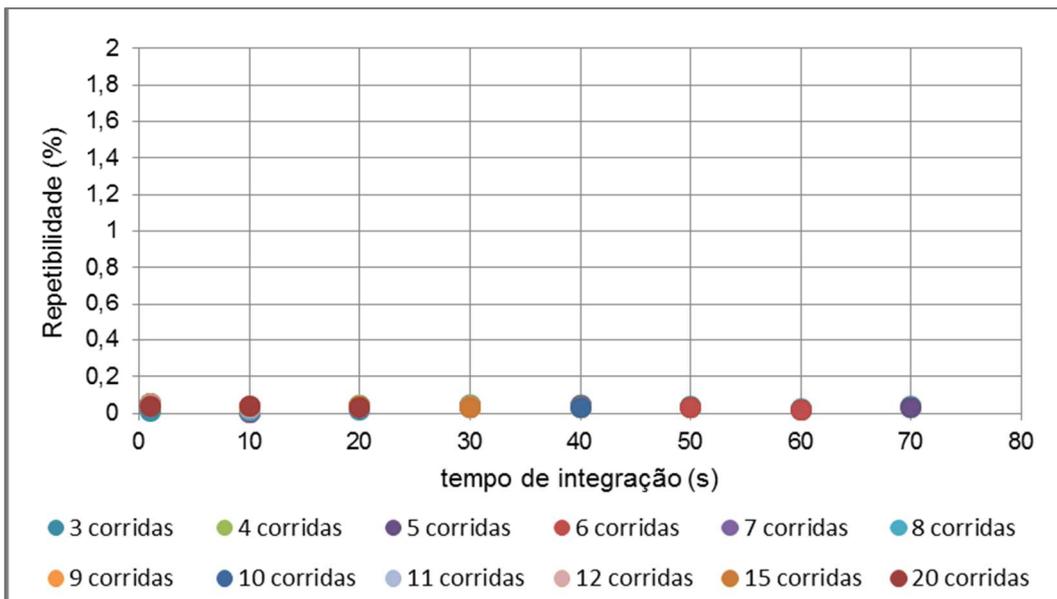


Figura 104 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 26

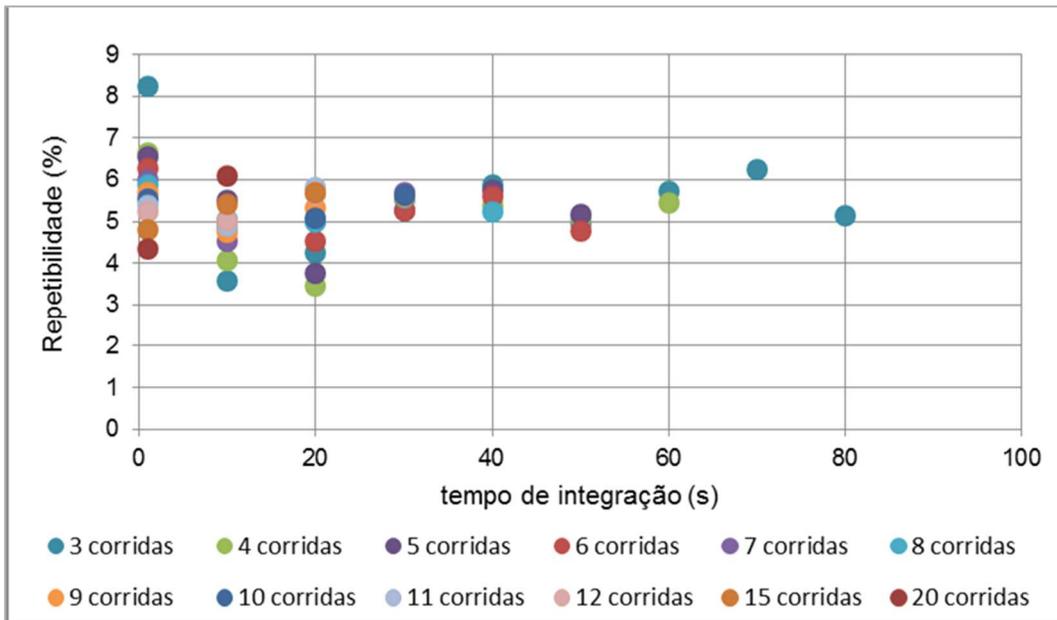


Figura 105 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 26

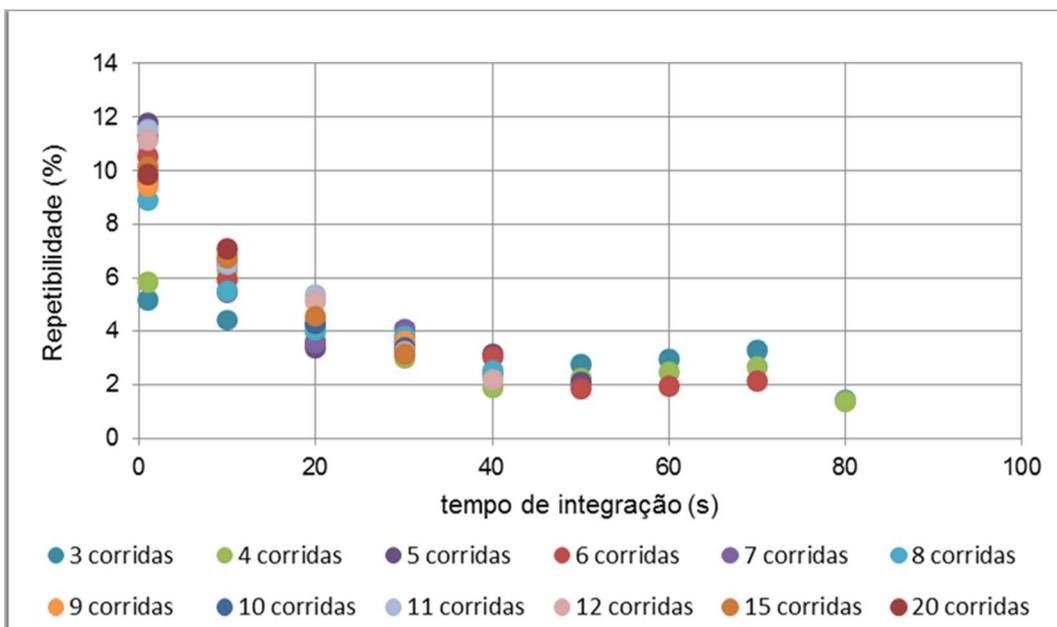


Figura 106 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 26

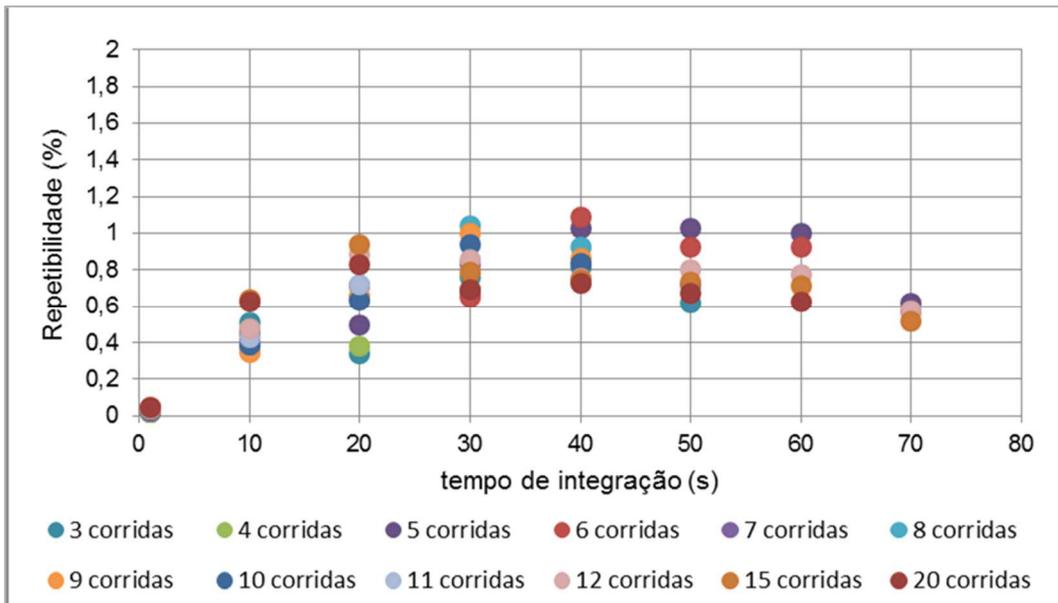


Figura 107 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 26

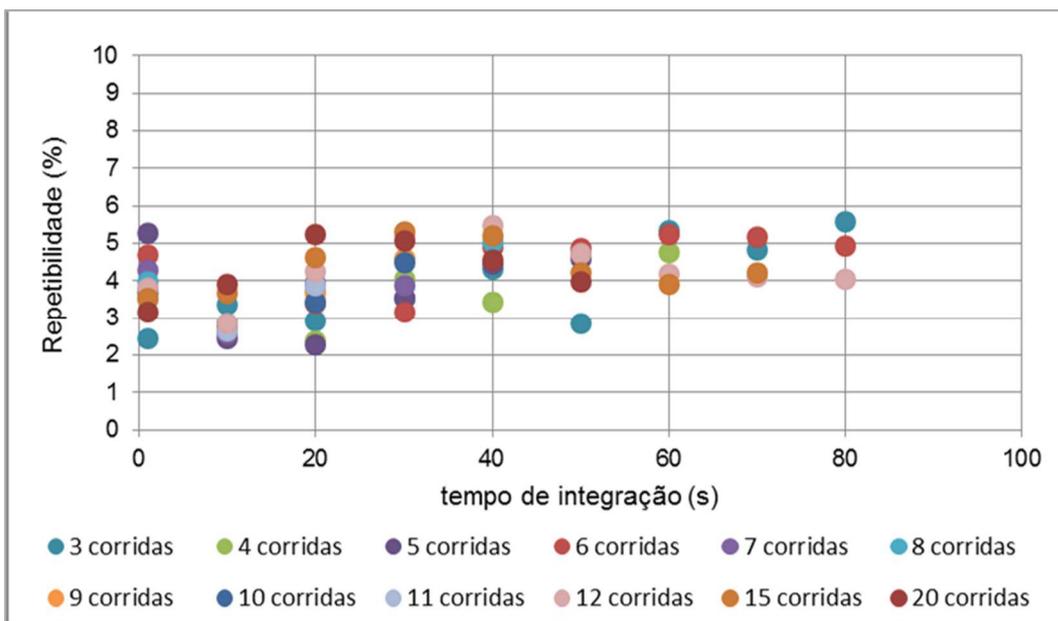


Figura 108 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 26

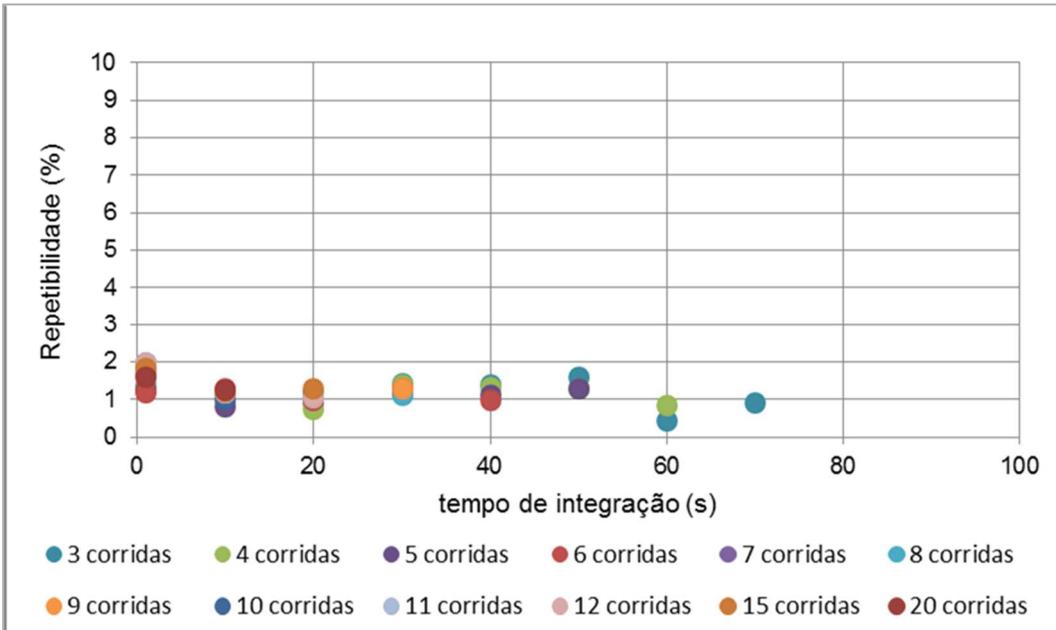


Figura 109 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 29

PUC-Rio - Certificação Digital N° I612498/CA

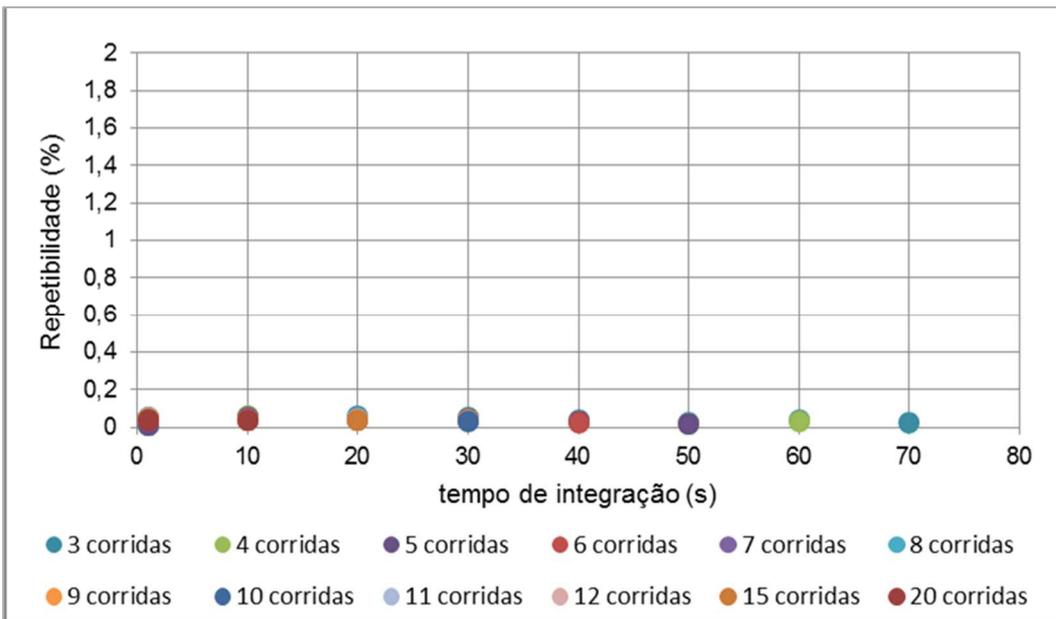


Figura 110 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 29

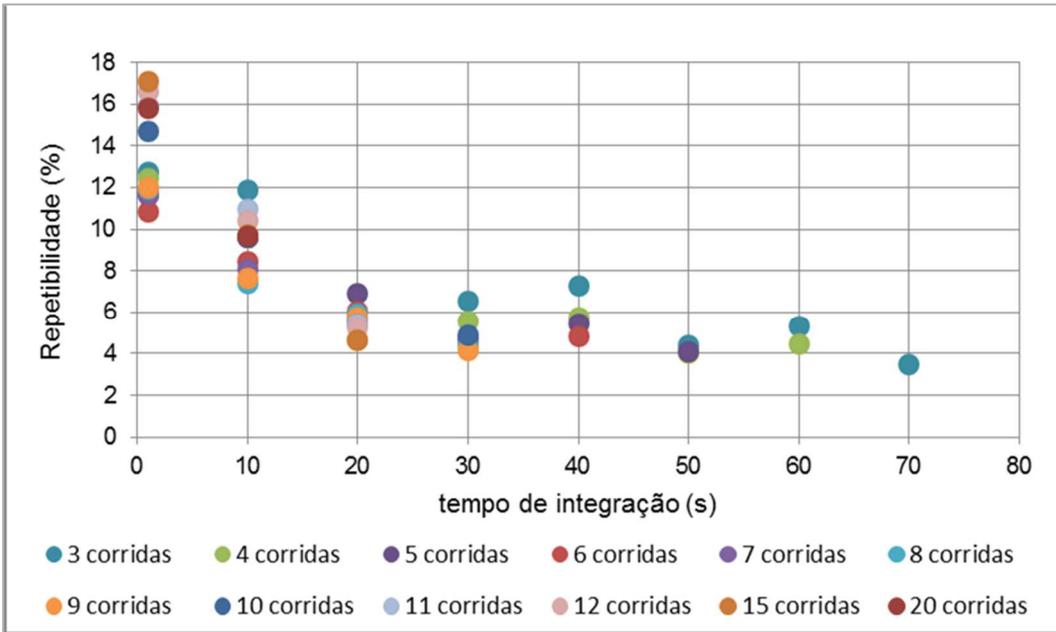


Figura 111 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 29

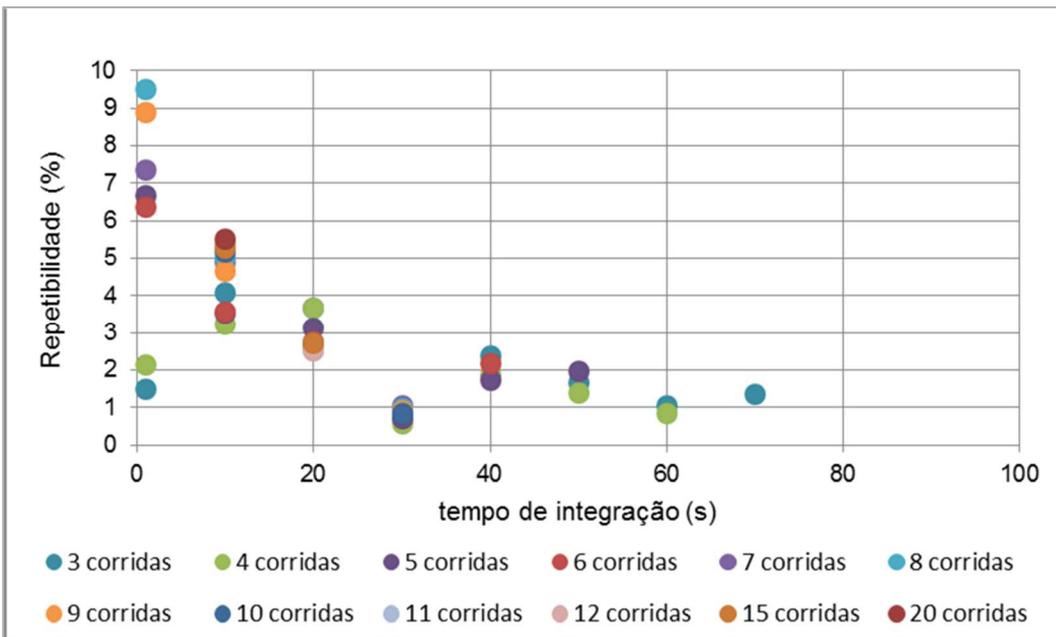


Figura 112 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 29

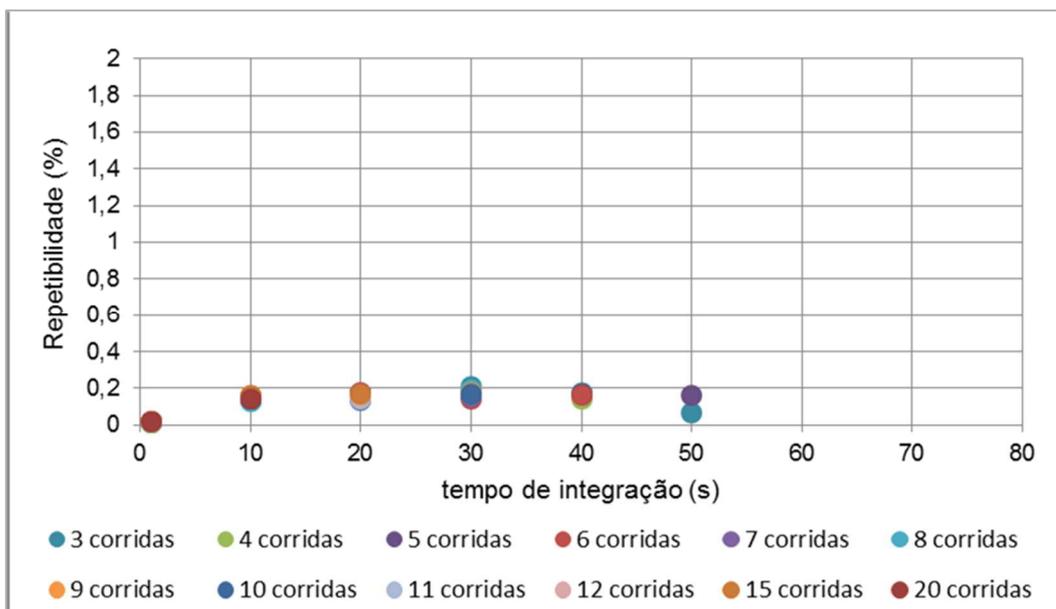


Figura 113 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 29

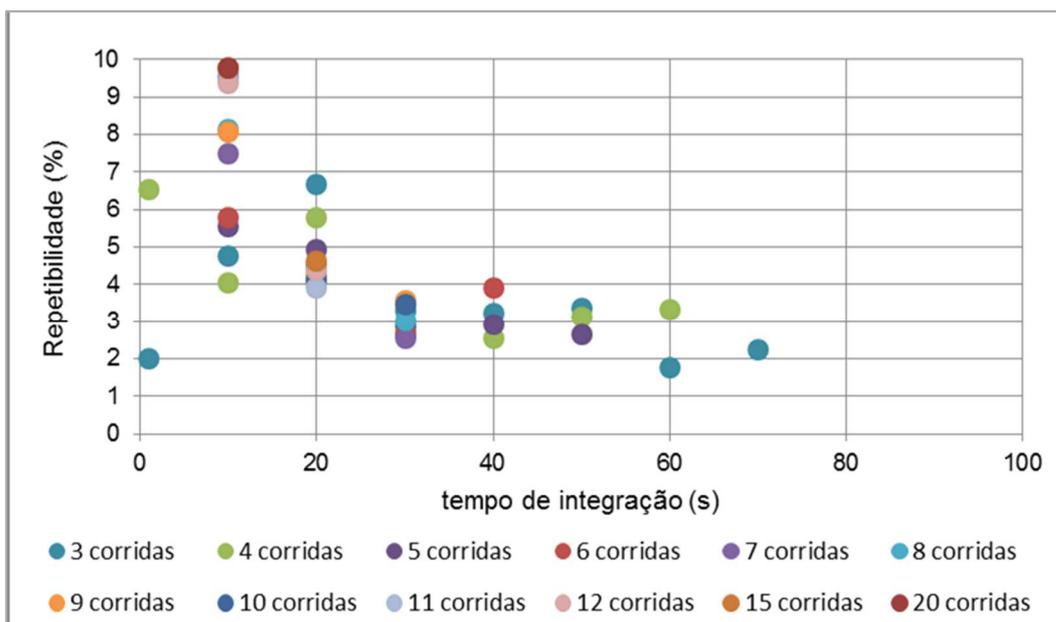


Figura 114 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 29



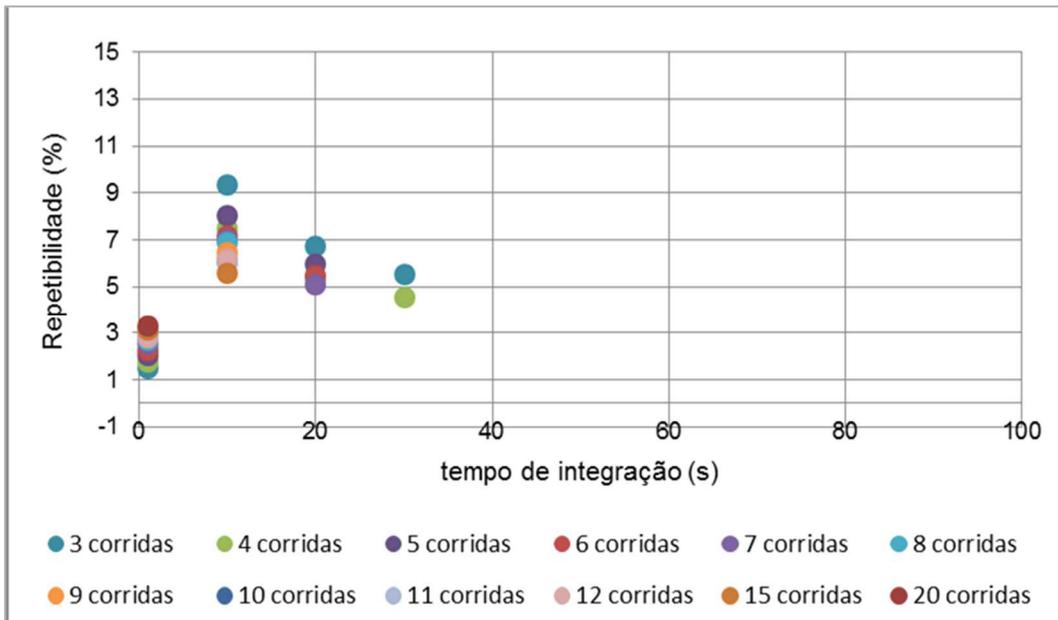


Figura 117 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 33A

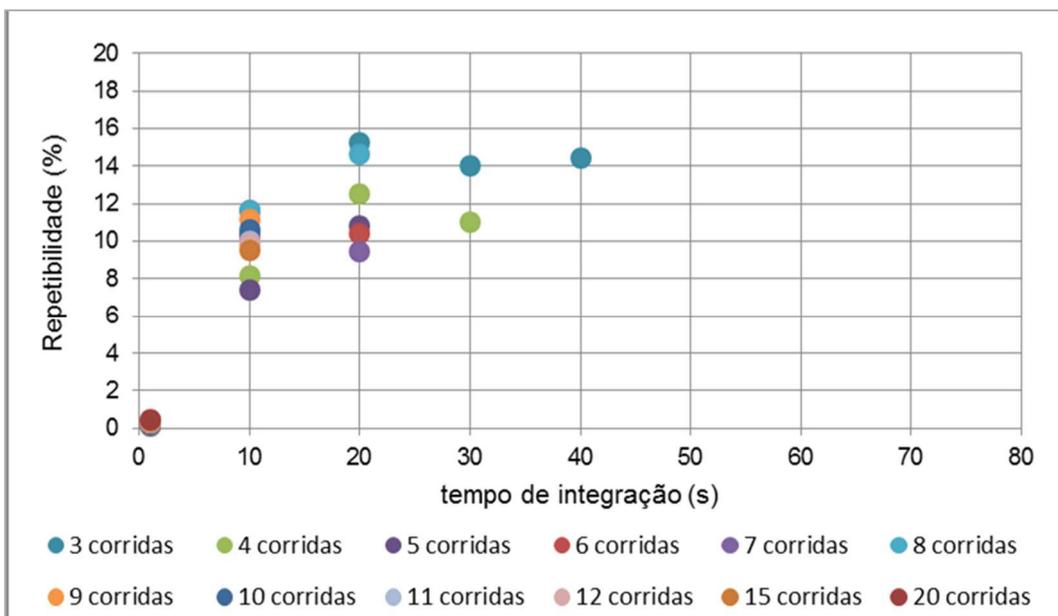


Figura 118 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 33A

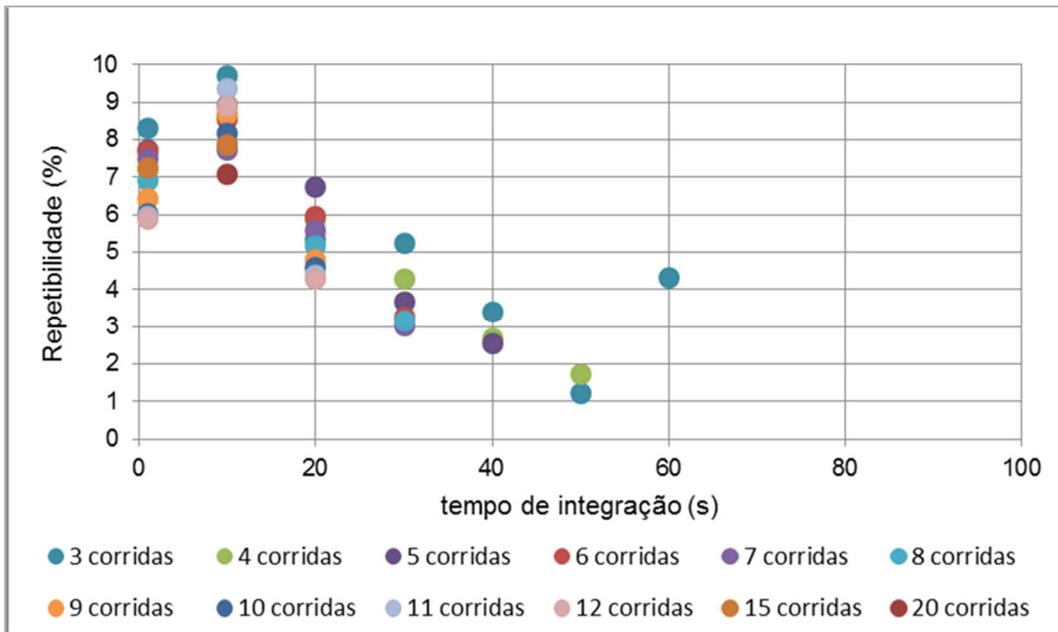


Figura 119 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 43

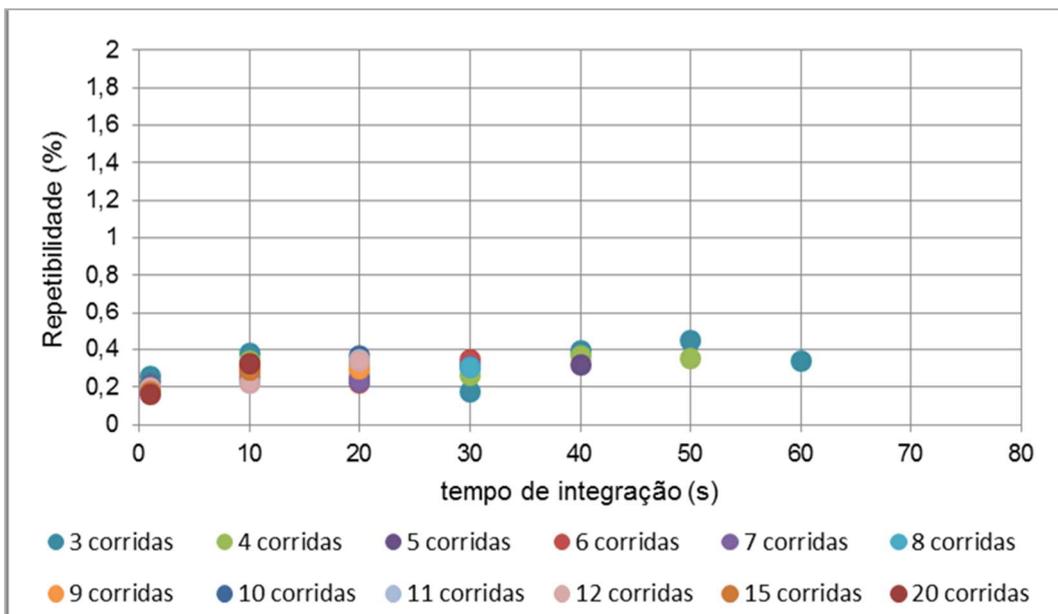


Figura 120 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 43

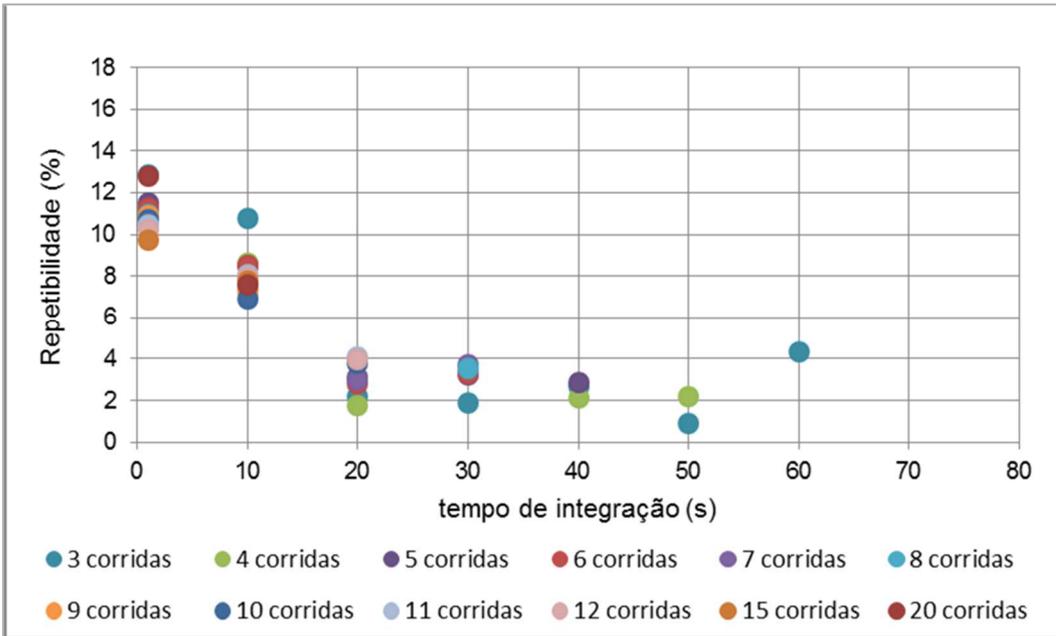


Figura 121 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 43

PUC-Rio - Certificação Digital N° I612498/CA

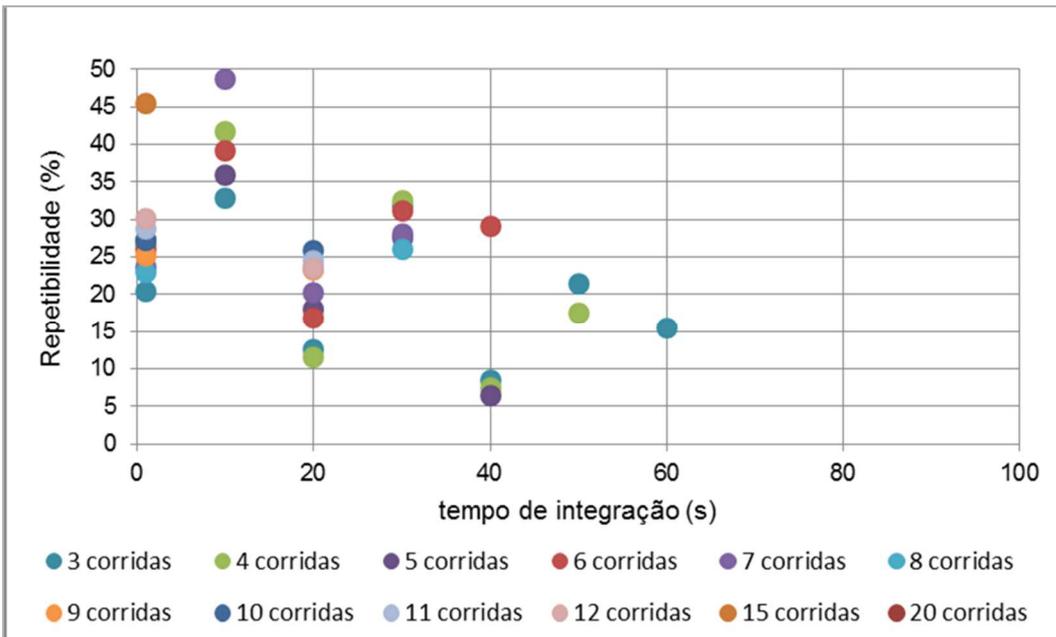


Figura 122 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 43

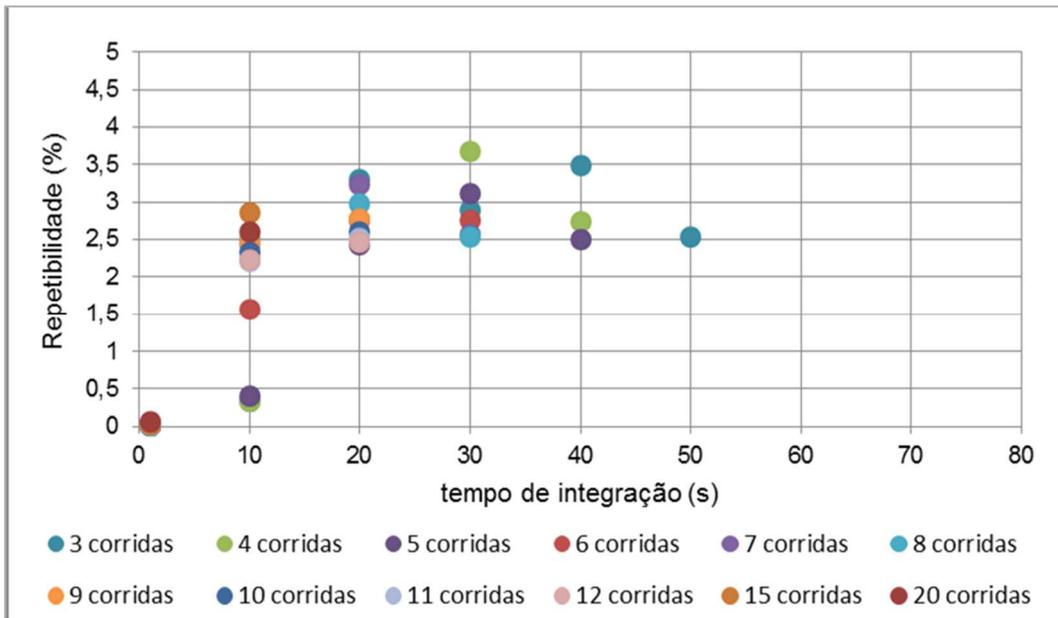


Figura 123 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 43

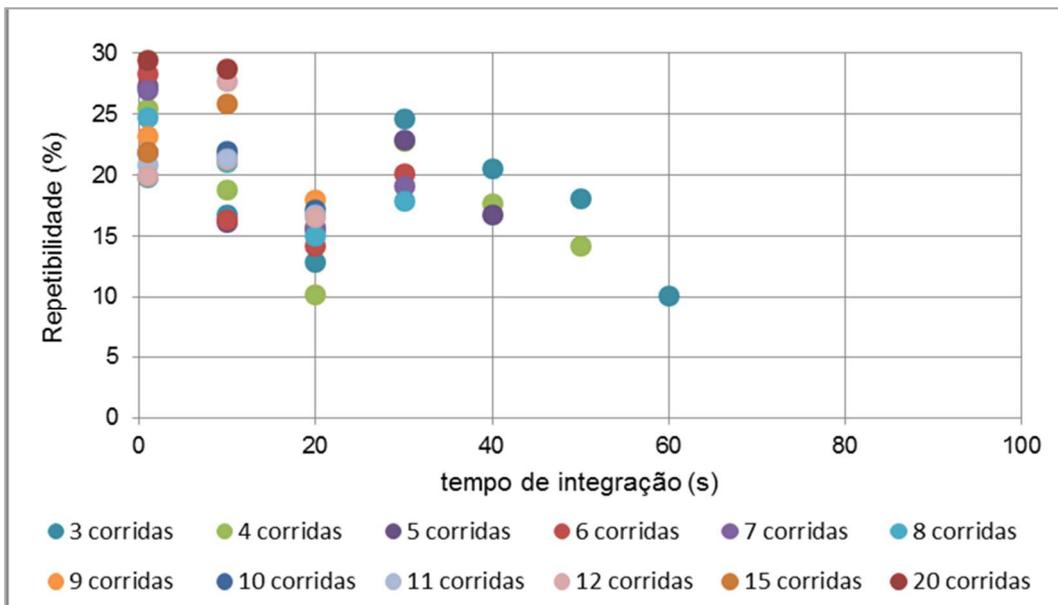


Figura 124 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 43

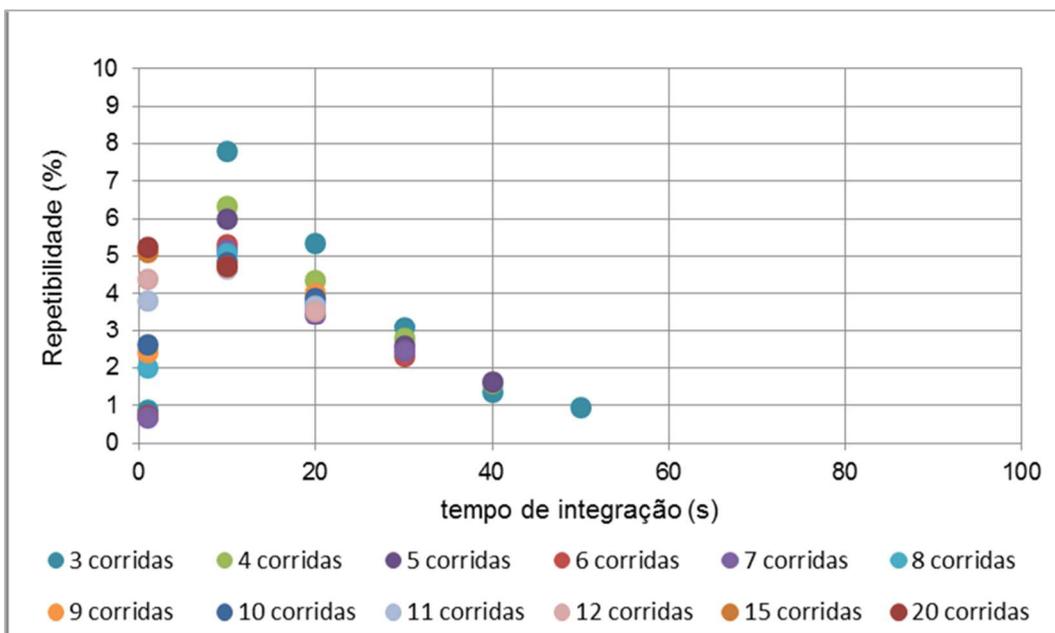


Figura 125 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 43A

PUC-Rio - Certificação Digital N° I612498/CA

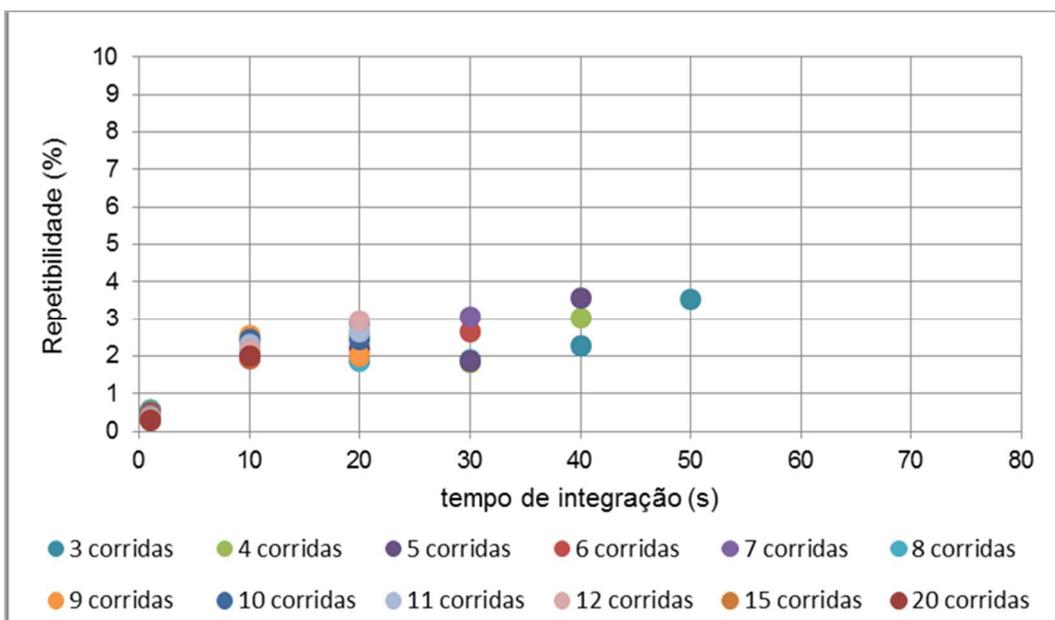


Figura 126 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 43A

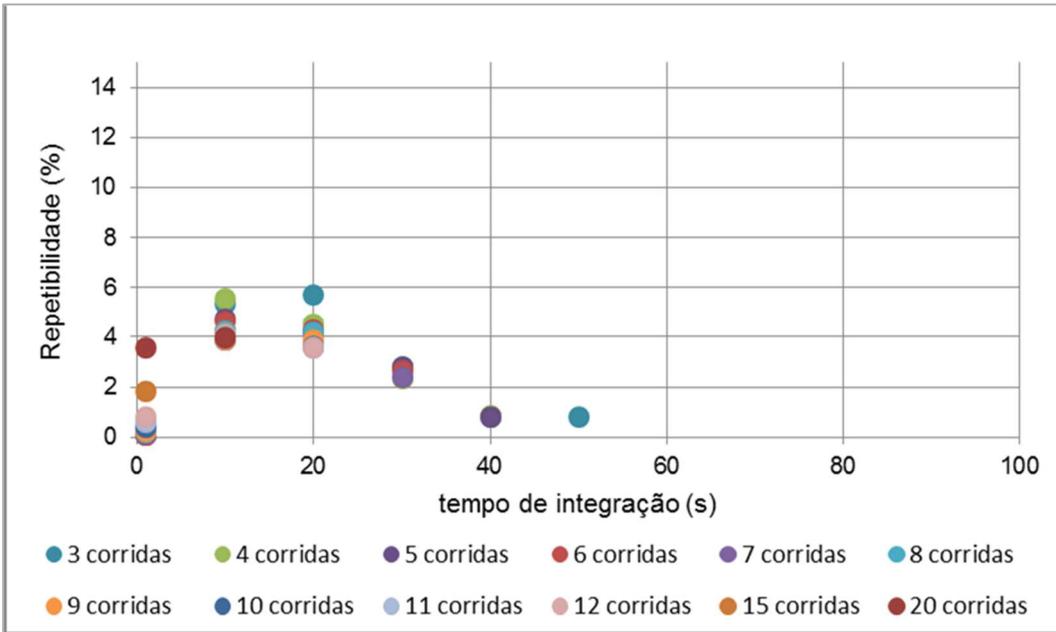


Figura 127 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 43A

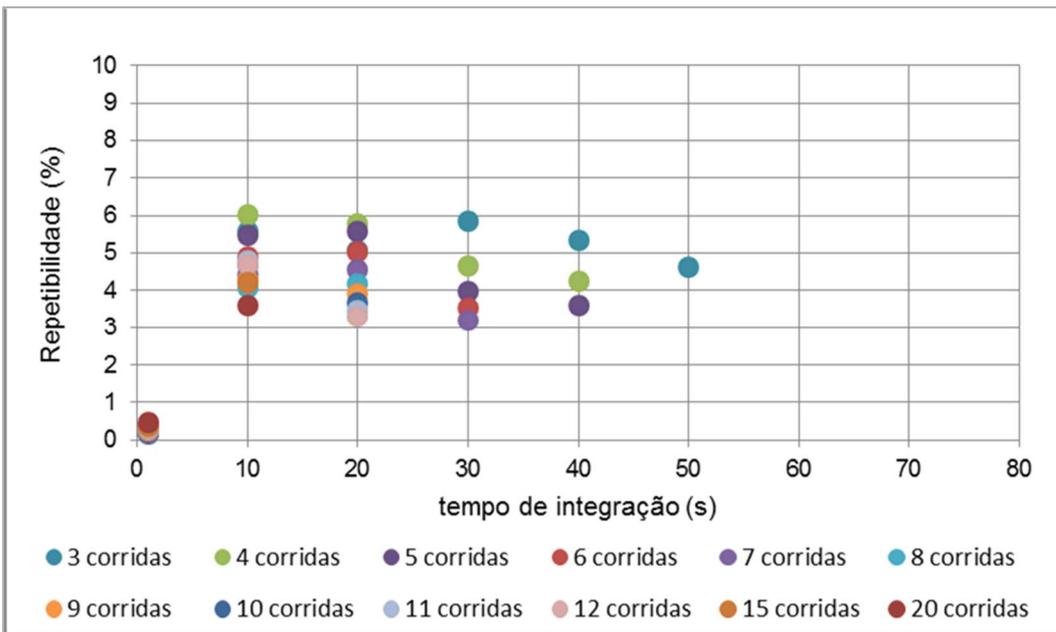


Figura 128 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 43A

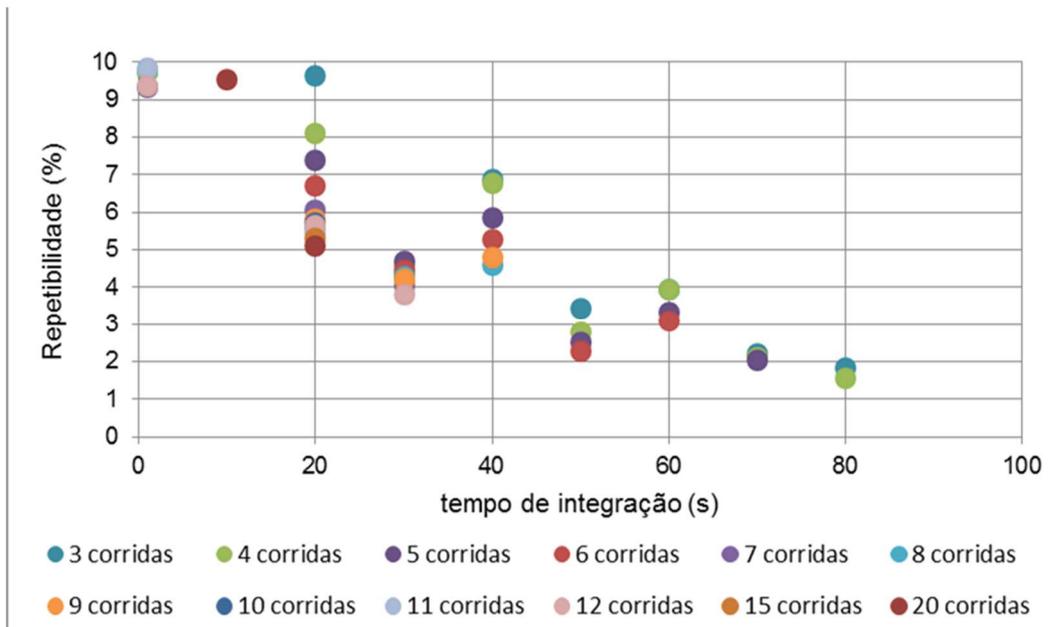


Figura 129 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 45

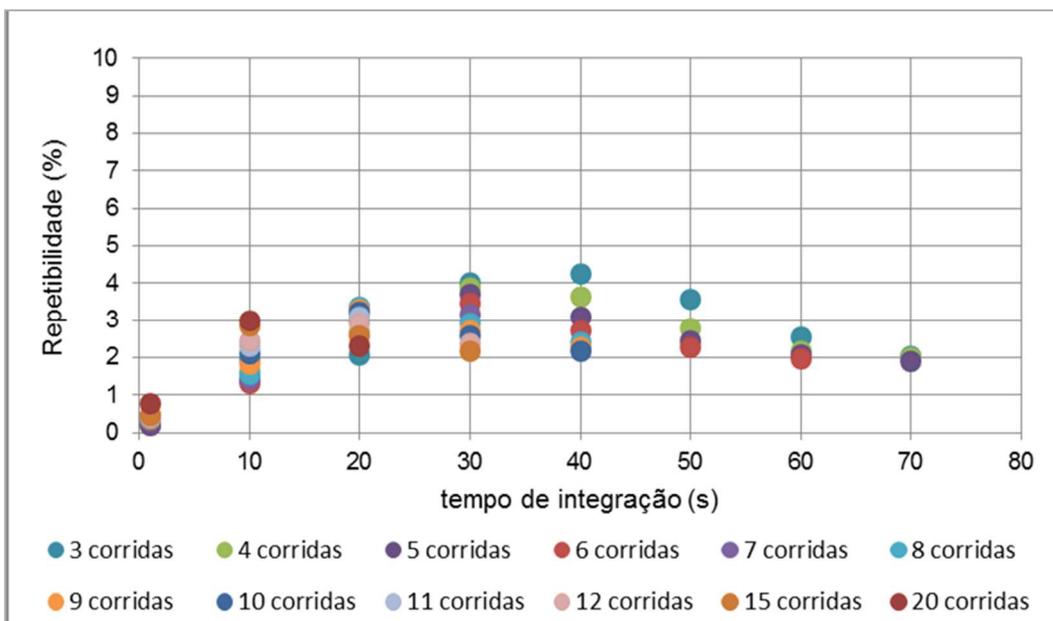


Figura 130 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 45

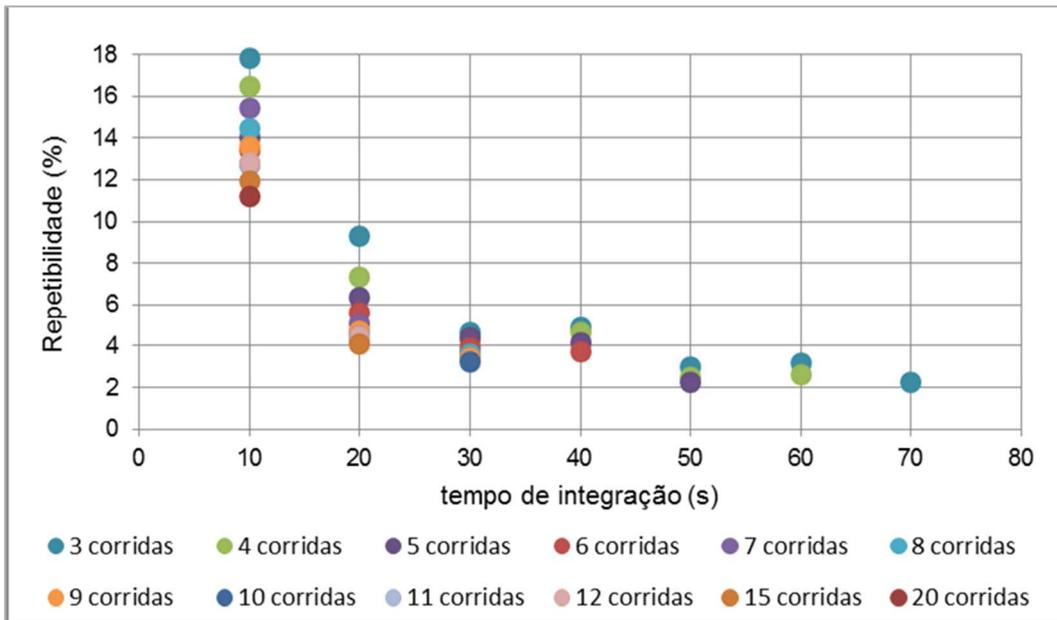


Figura 131 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 45

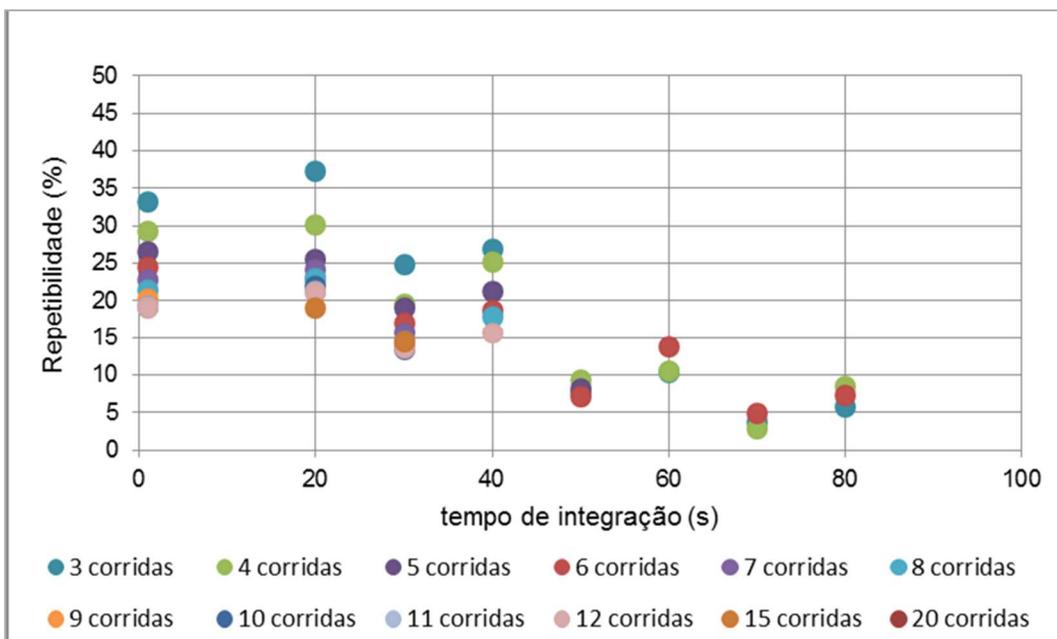


Figura 132 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 45

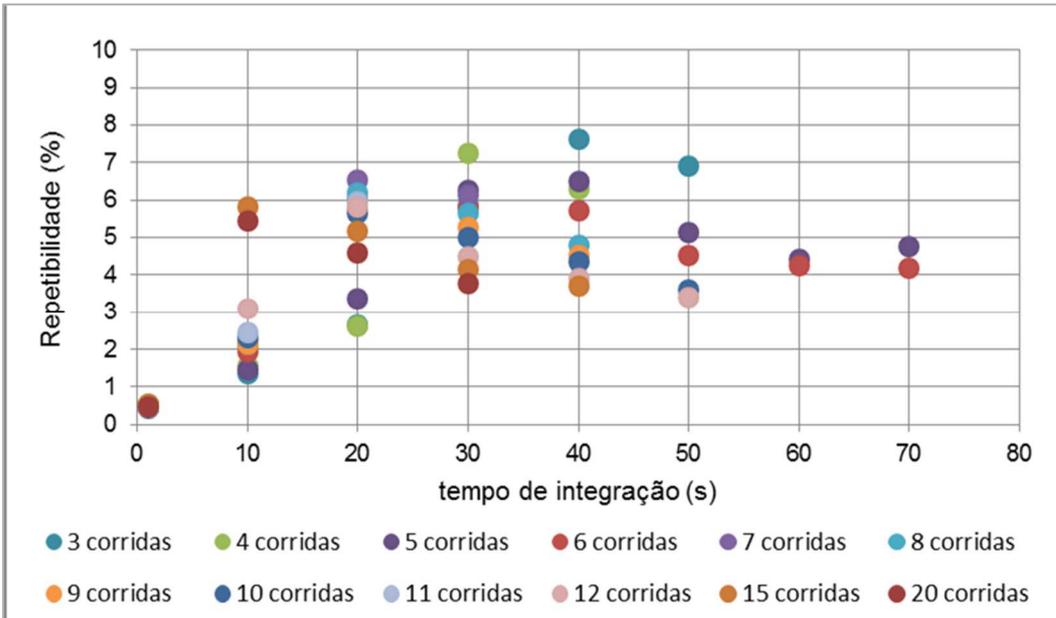


Figura 133 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 45

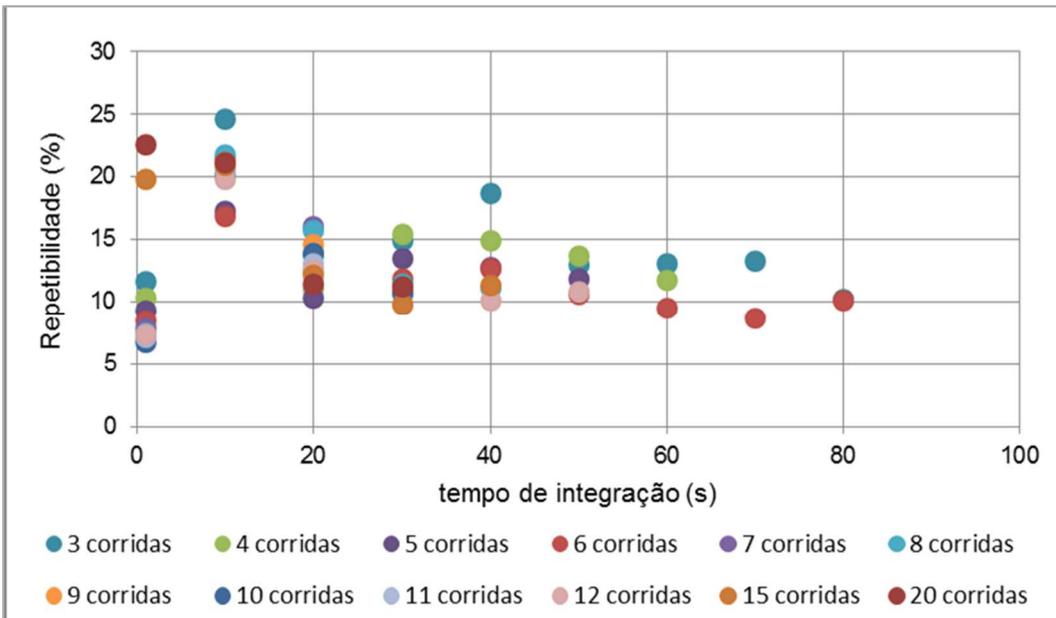


Figura 134 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 45

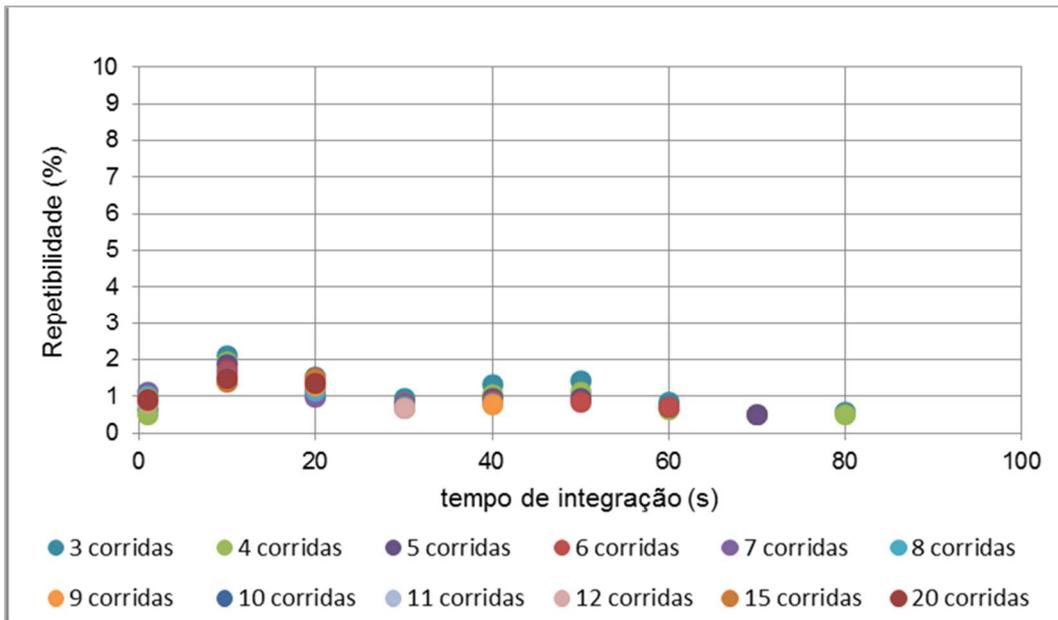


Figura 135 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de líquido do teste 47

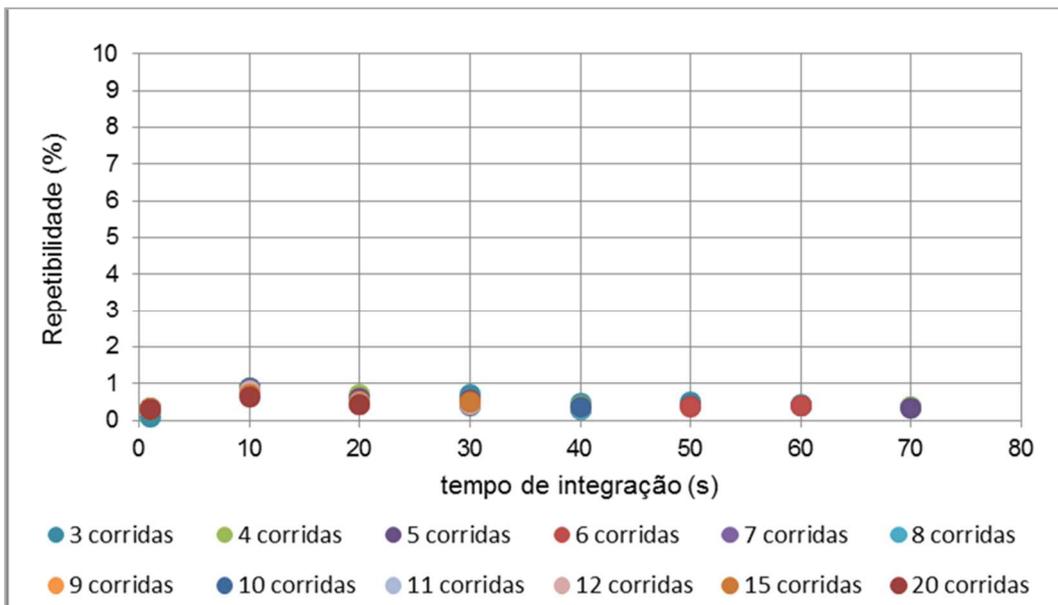


Figura 136 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor de teor de água na medição de teor de água do teste 47

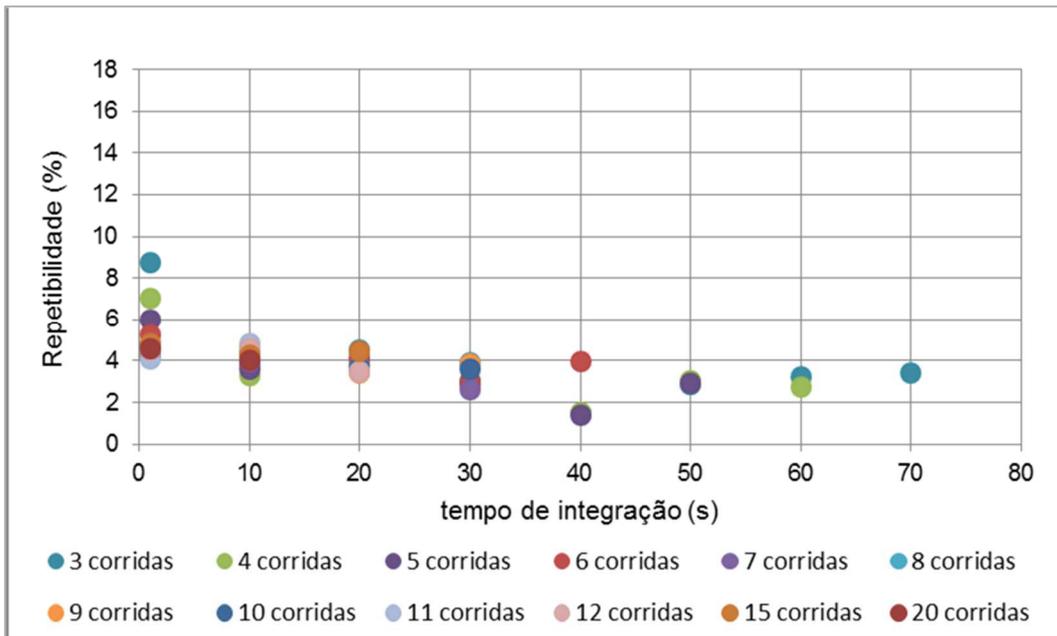


Figura 137 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do medidor coriolis na medição de vazão de gás do teste 47

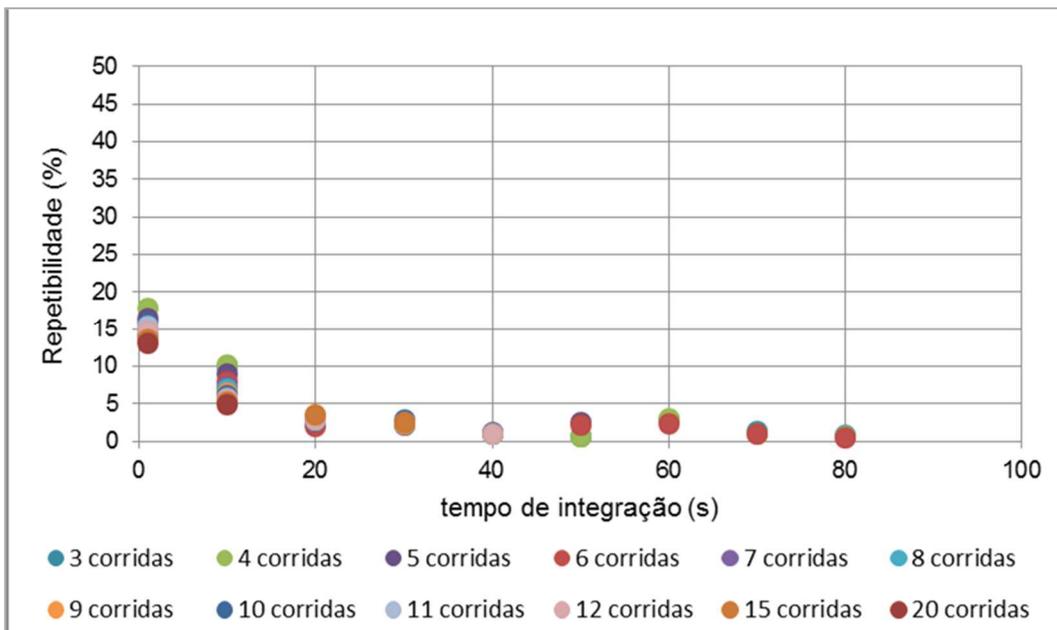


Figura 138 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de líquido do teste 47

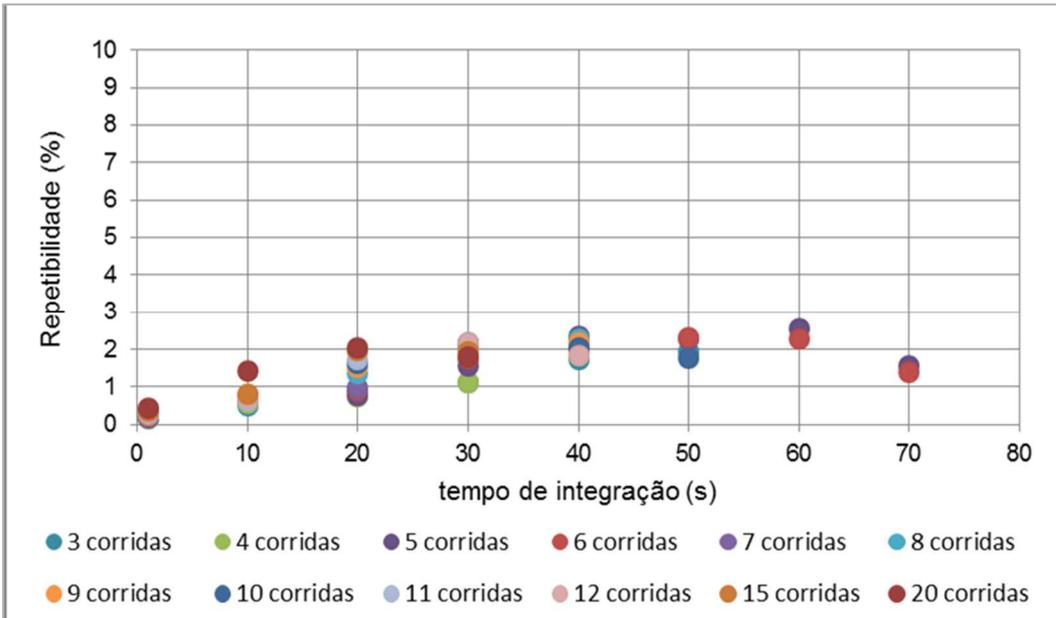


Figura 139 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de teor de água do teste 47

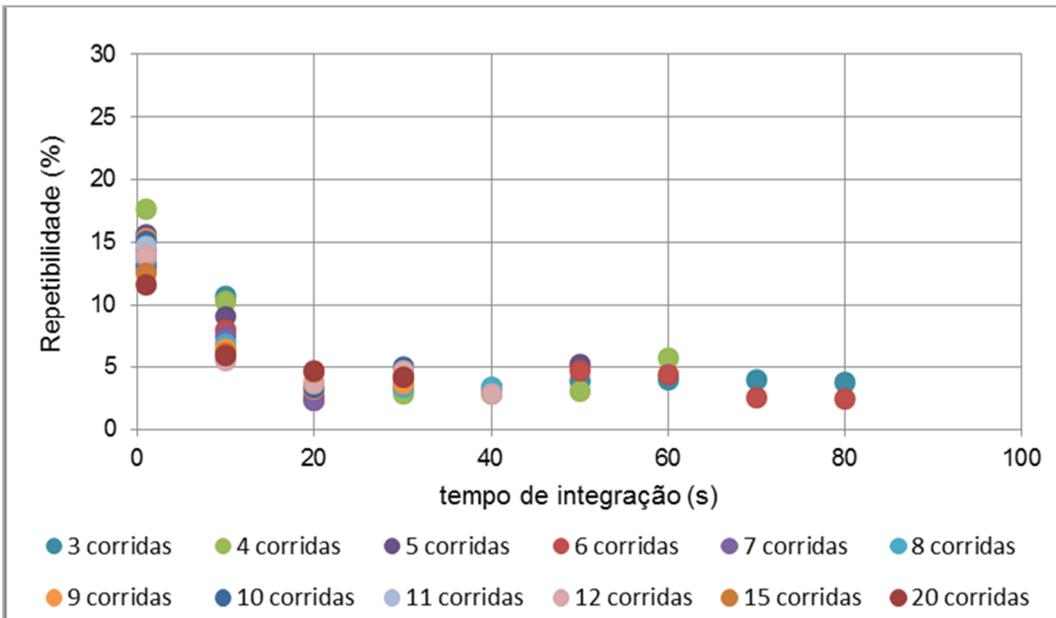


Figura 140 - Curva de tempo de integração x repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do teste 47

## Apêndice B: Gráficos de repetibilidade do MMX e das referências na medição de óleo e gás dos poços da plataforma

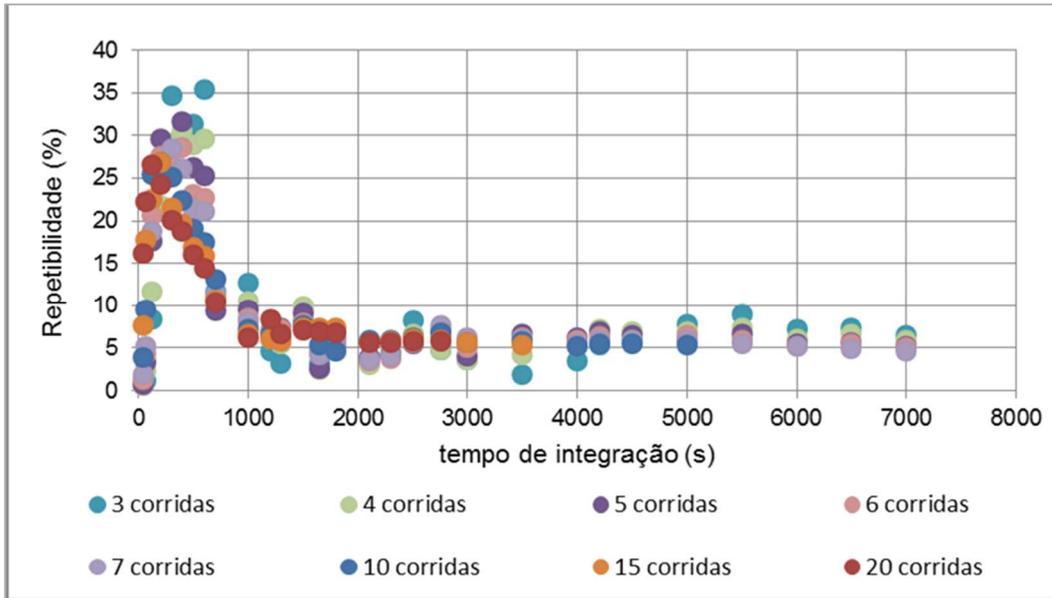


Figura 141 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 04

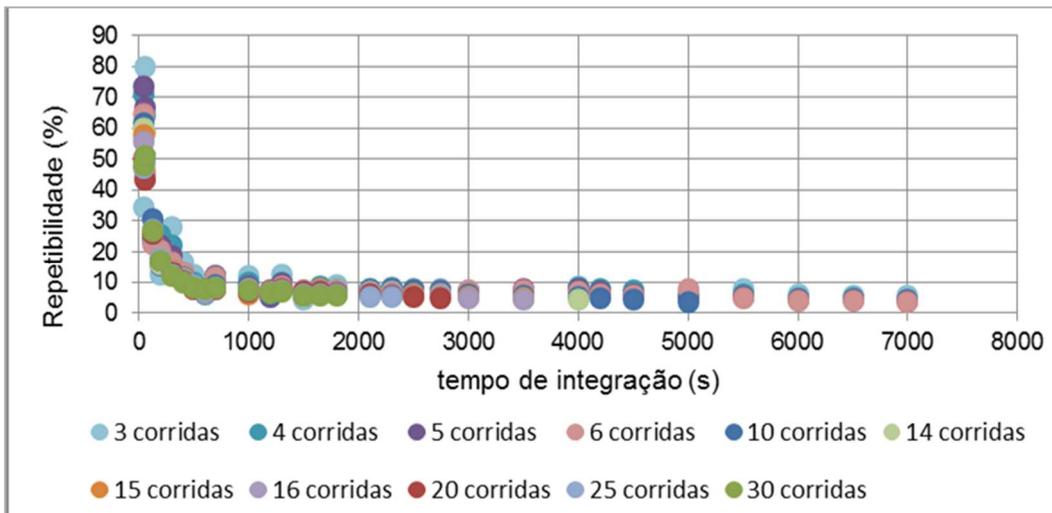


Figura 142 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 04

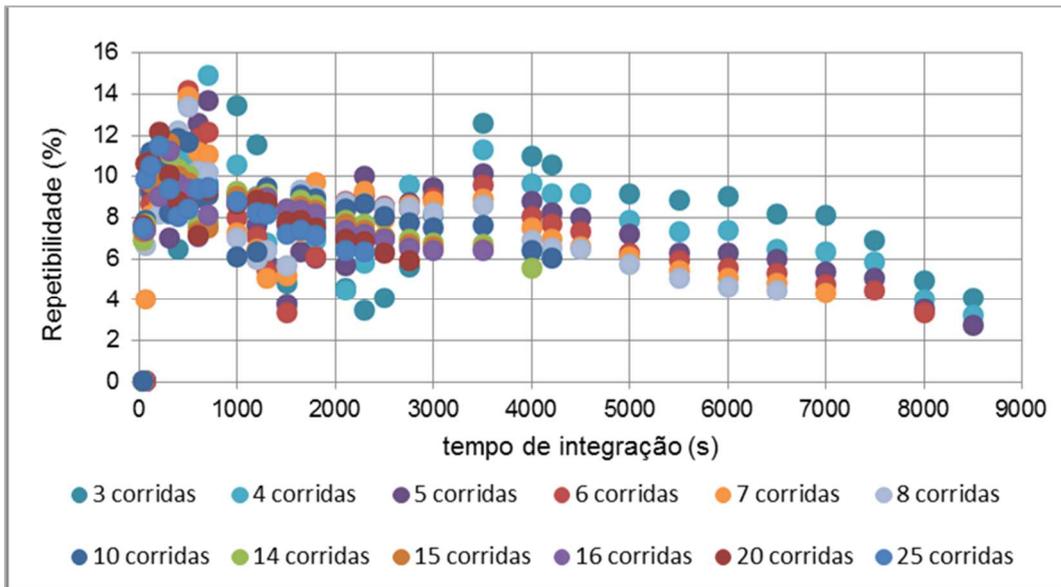


Figura 143 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 04

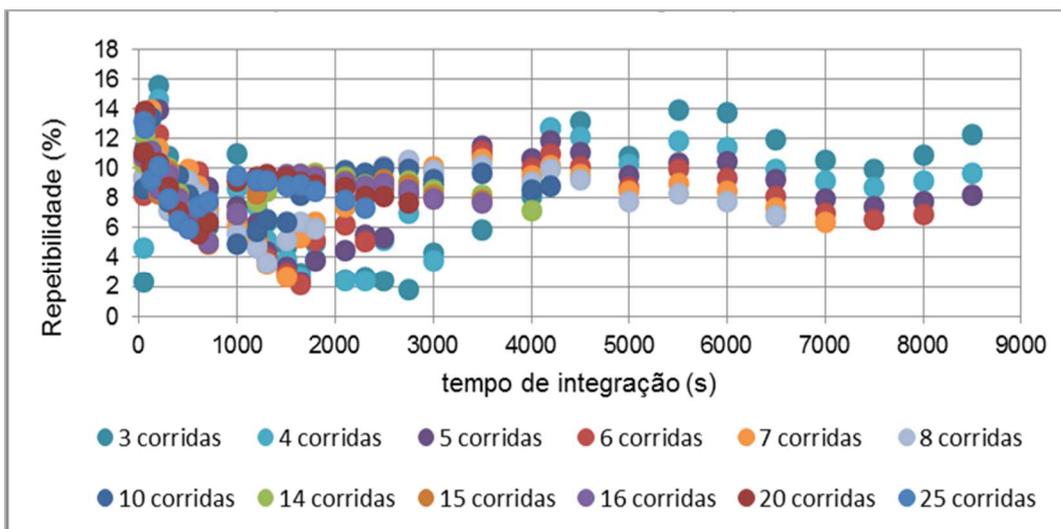


Figura 144 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da MMX na medição de vazão de gás do poço 04

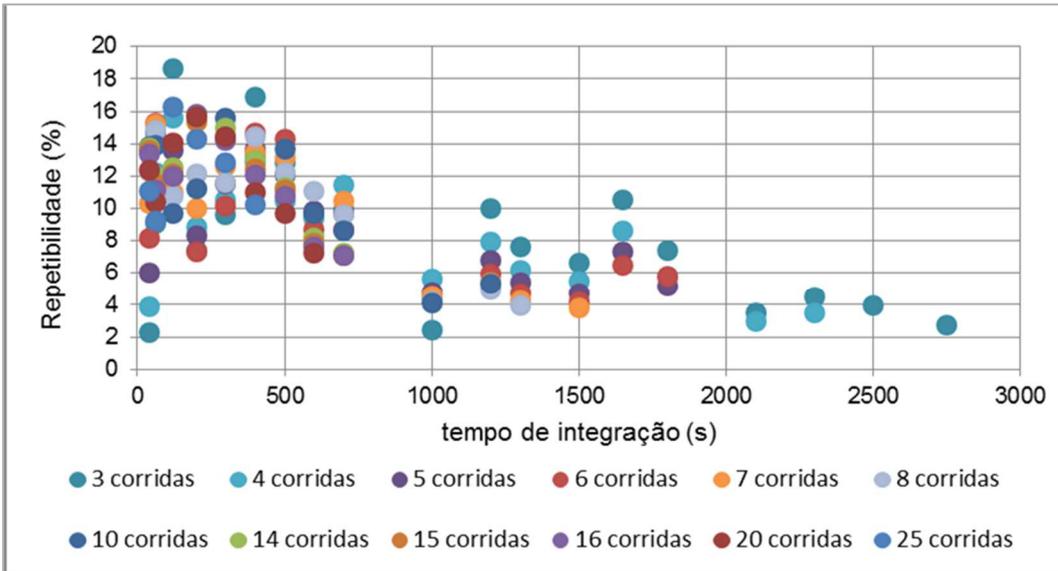


Figura 145 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 09

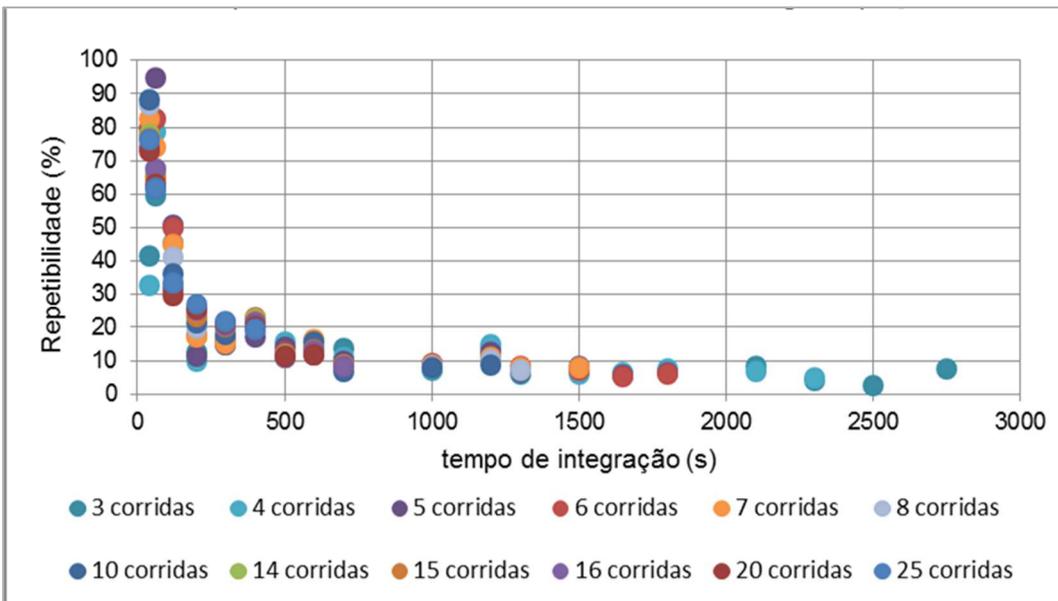


Figura 146 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 09

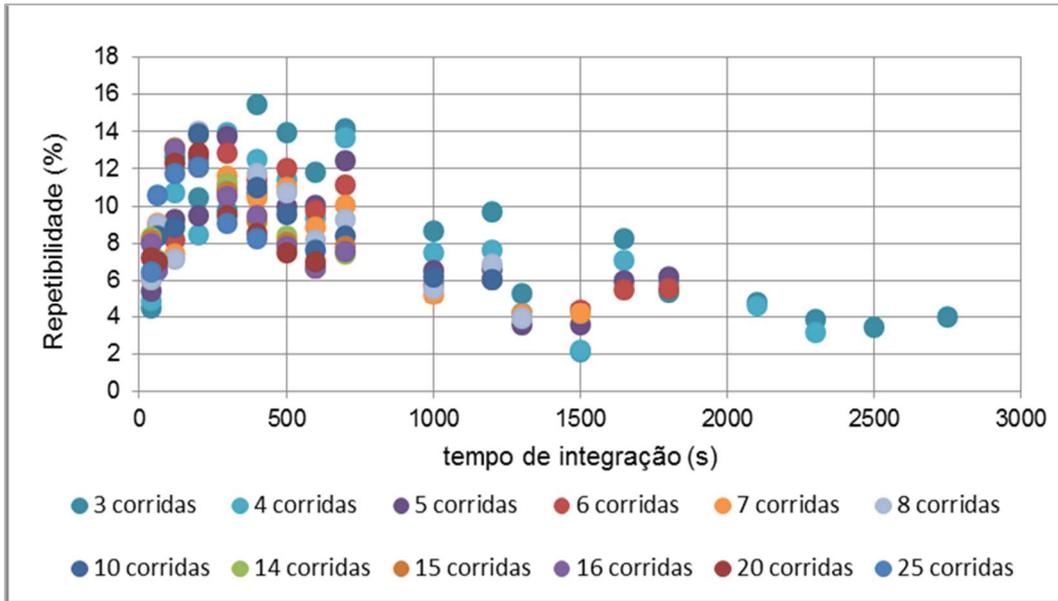


Figura 147 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 09

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1612498/CA

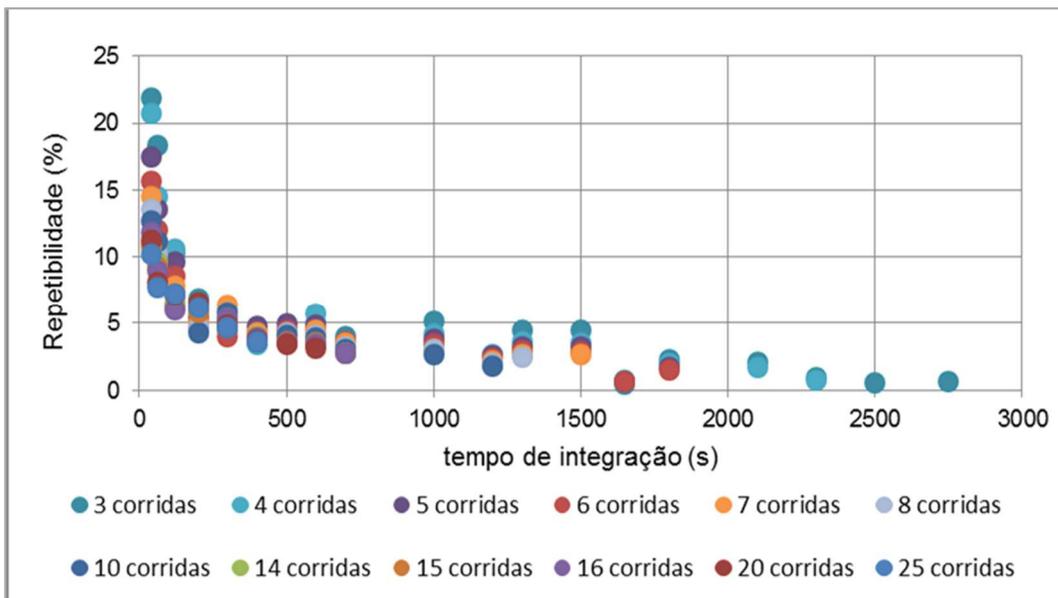


Figura 148 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 09

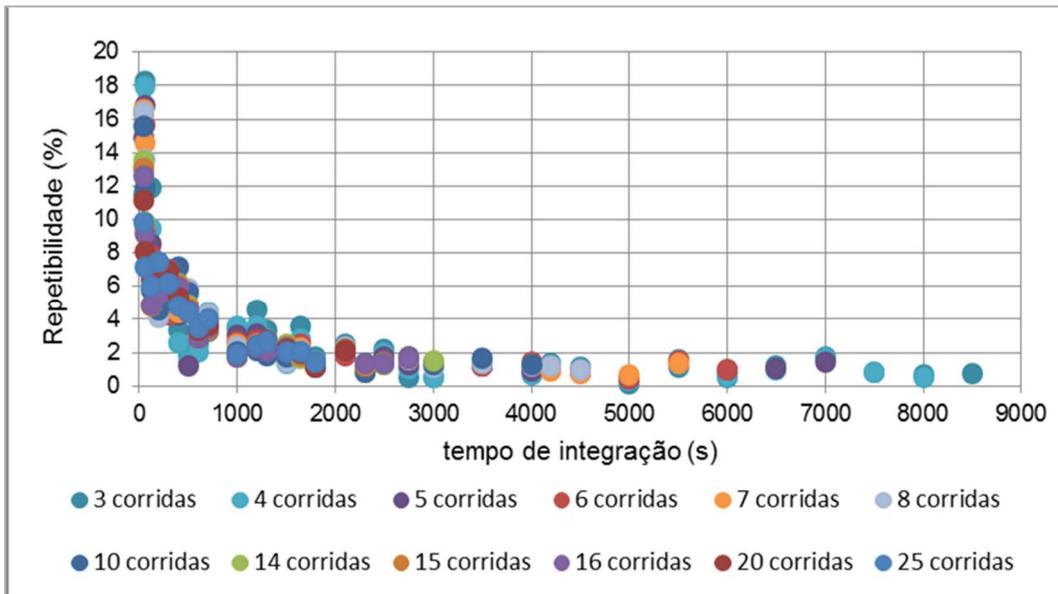


Figura 149 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 13

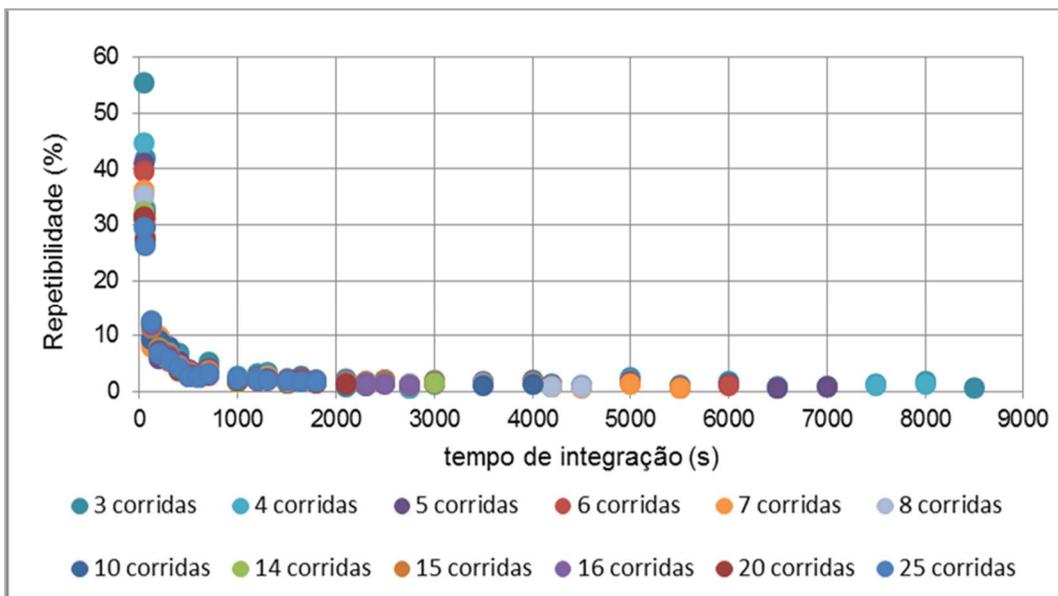


Figura 150 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 13

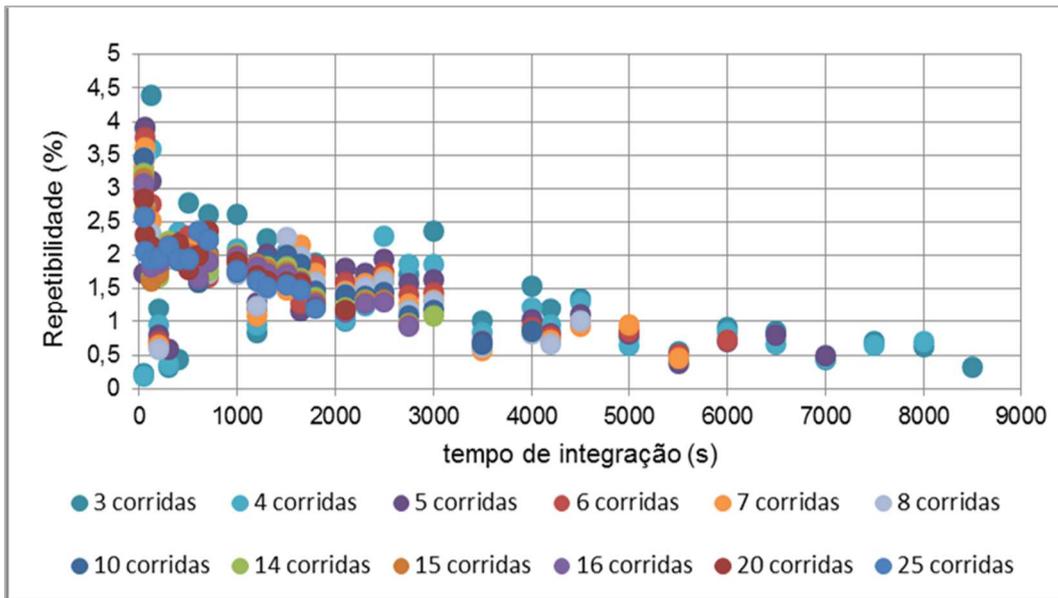


Figura 151 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 13

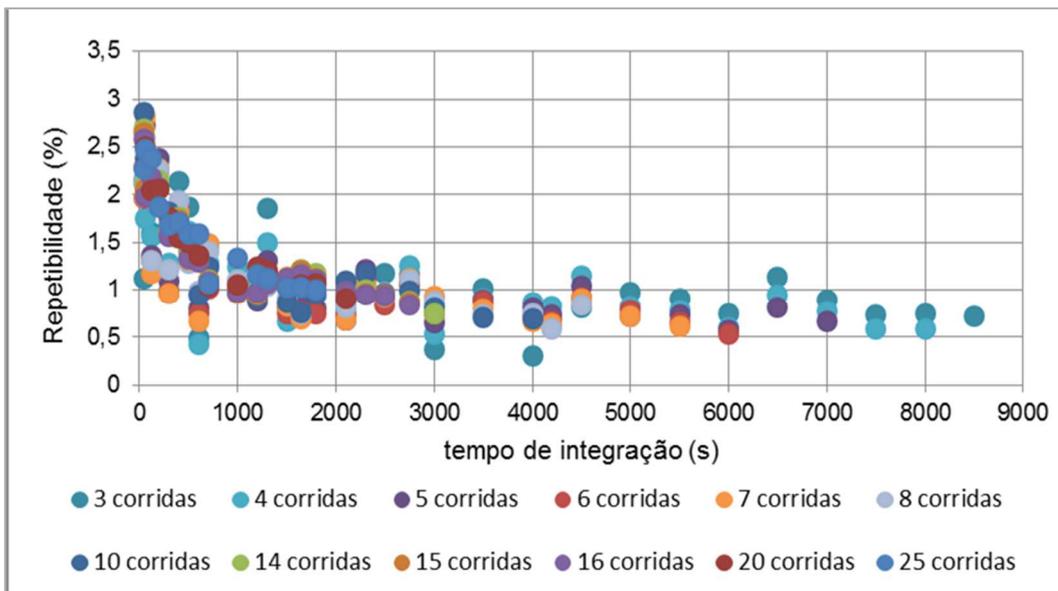


Figura 152 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 13

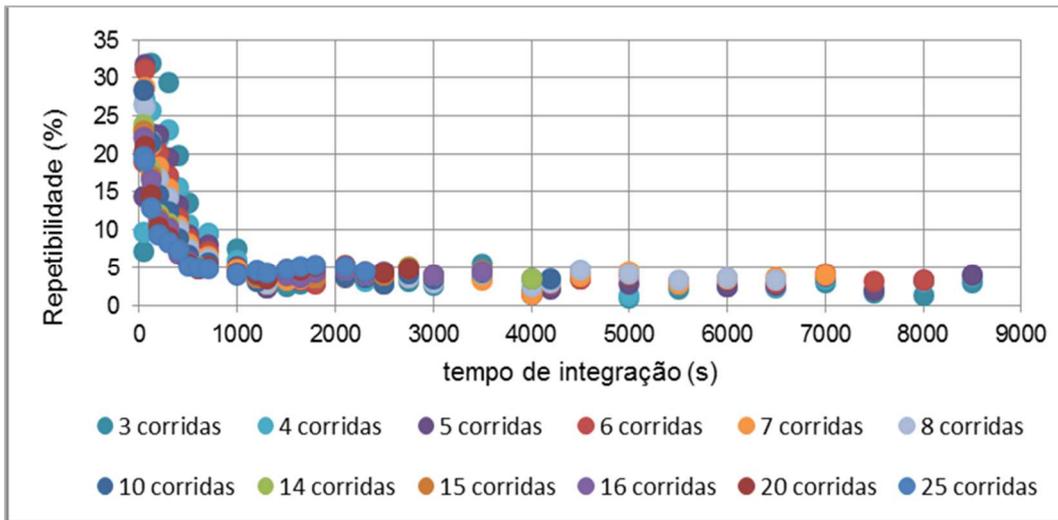


Figura 153 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 14

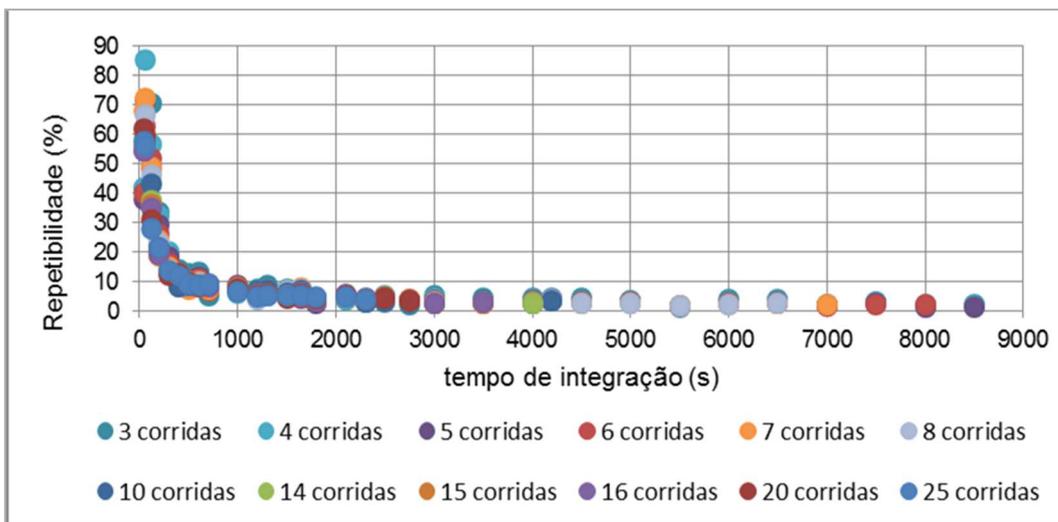


Figura 154 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 14

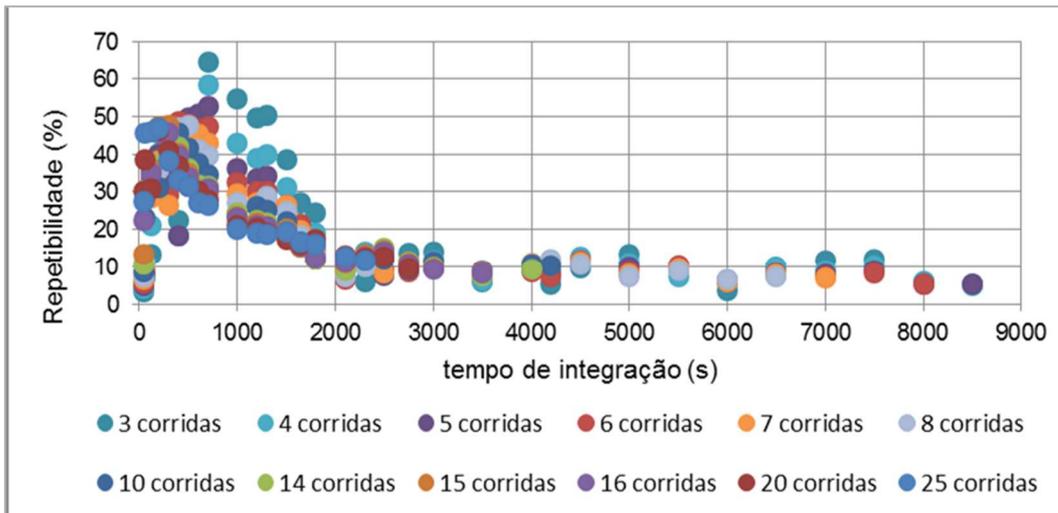


Figura 155 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 14

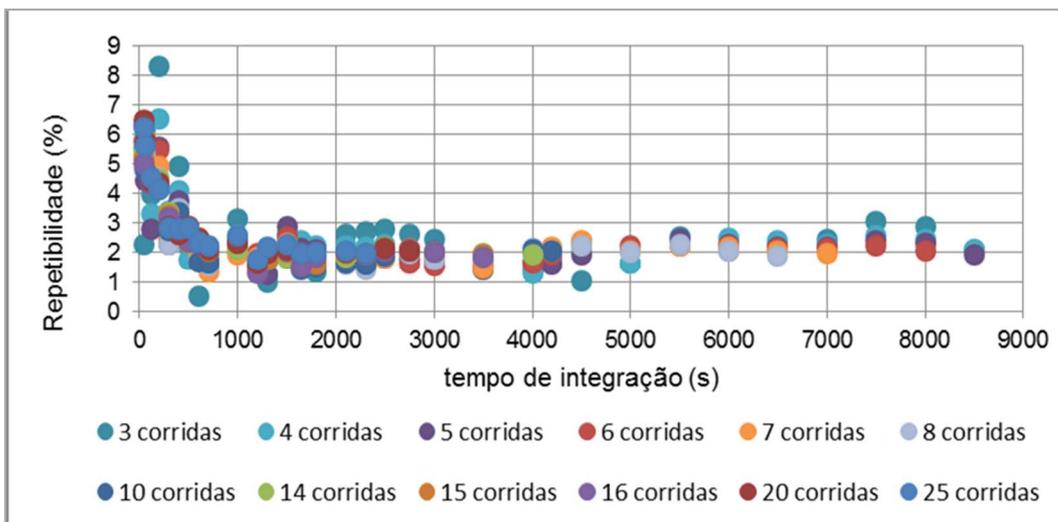


Figura 156 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 14

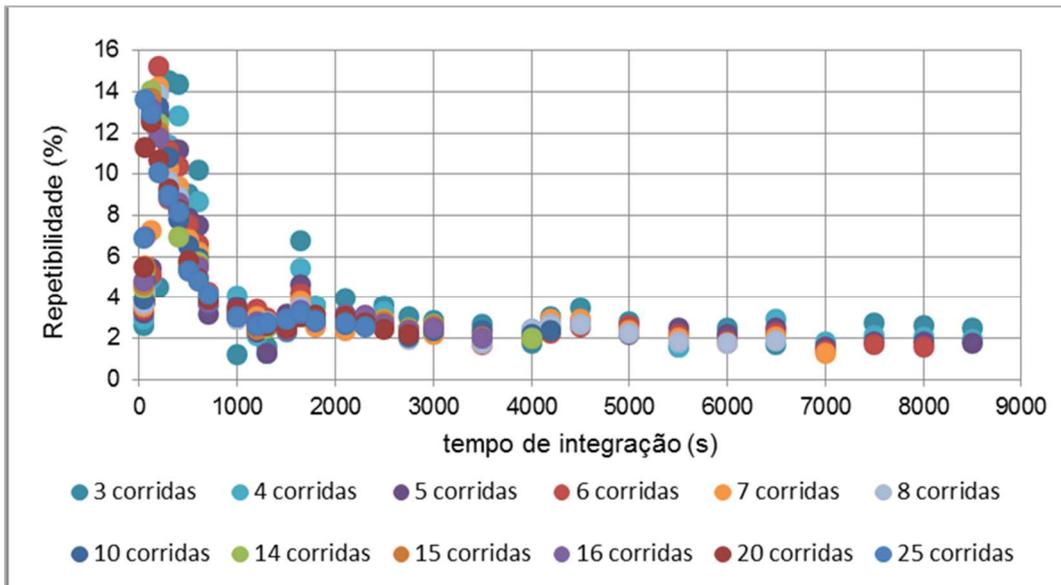


Figura 157 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 16

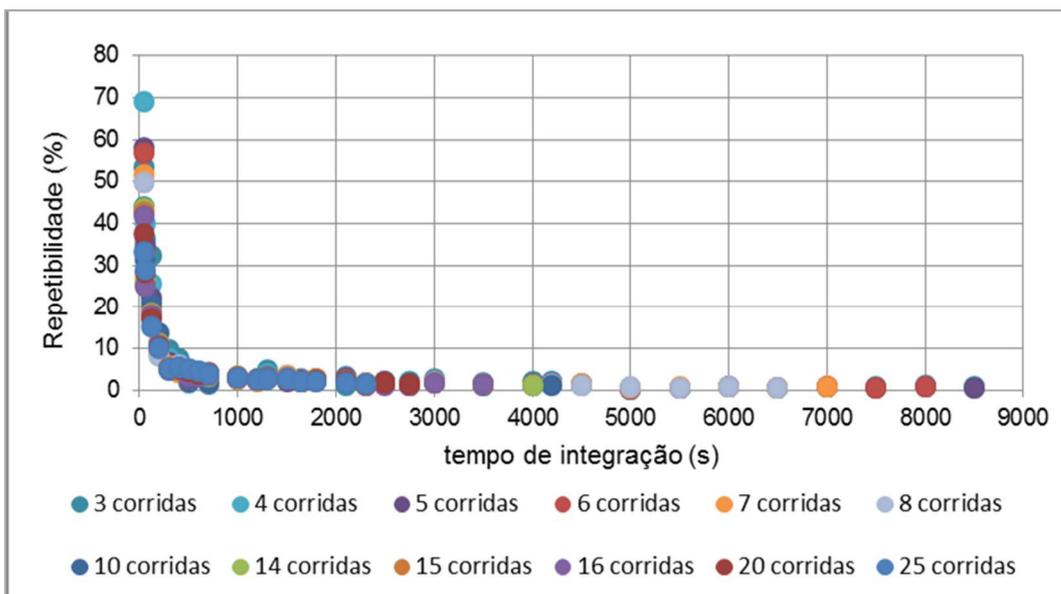


Figura 158 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 16

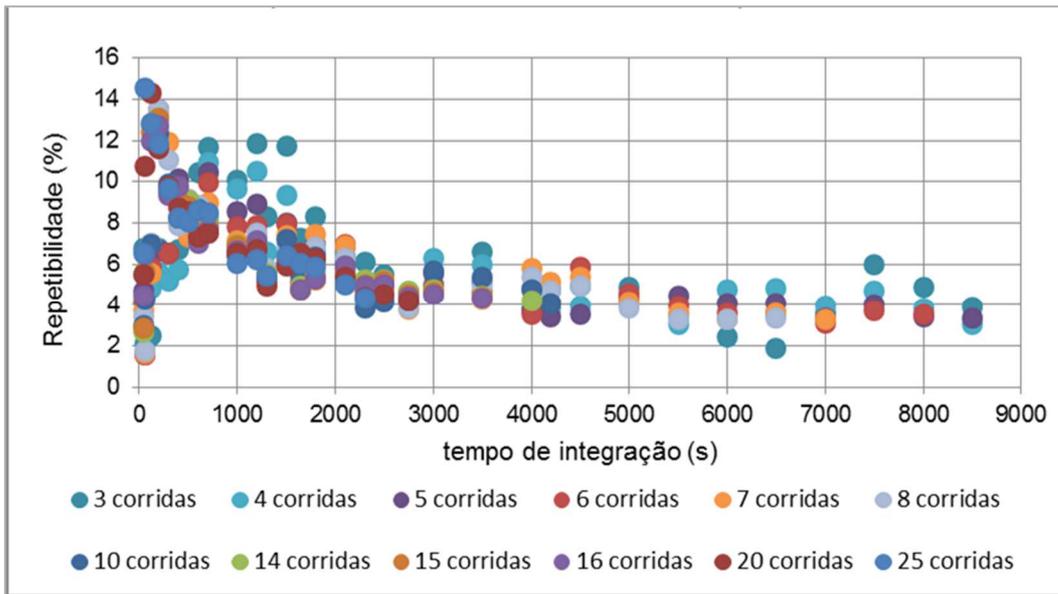


Figura 159 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 16

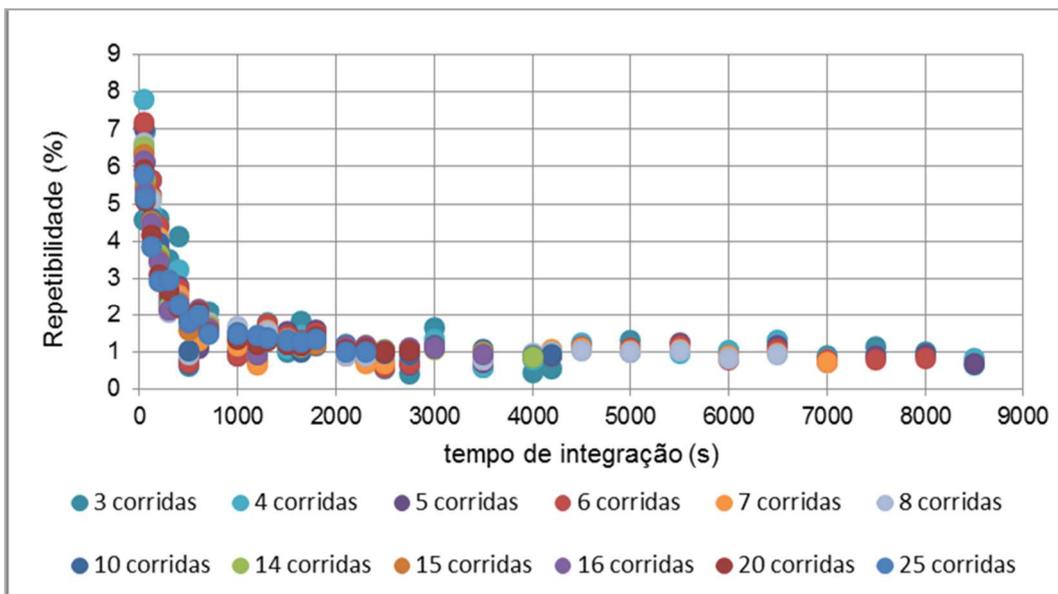


Figura 160 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 16

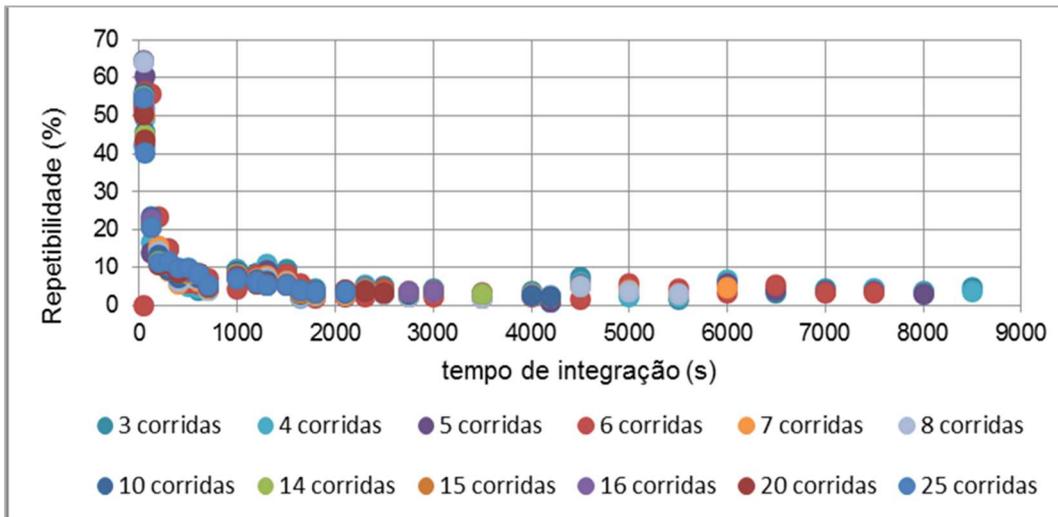


Figura 161 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 24

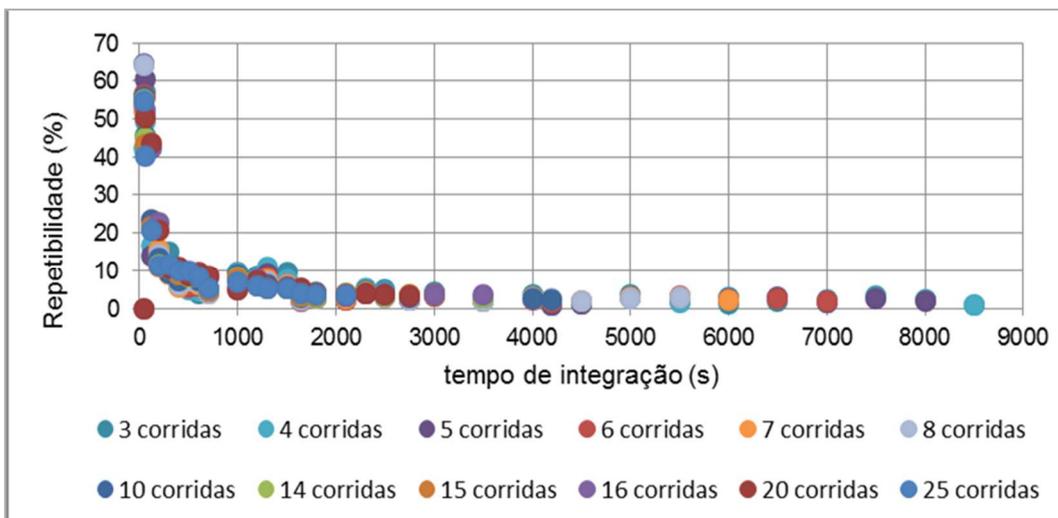


Figura 162 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 24

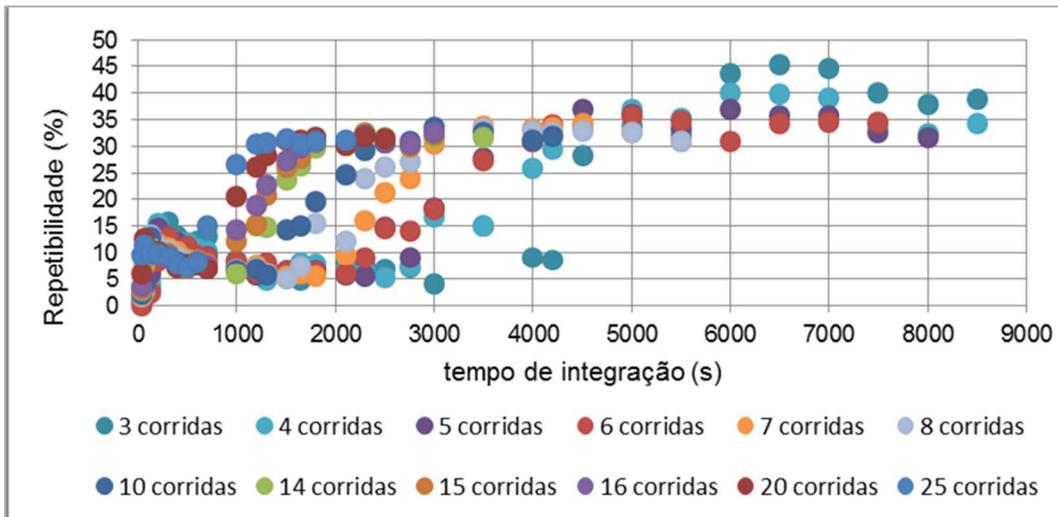


Figura 163 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 24

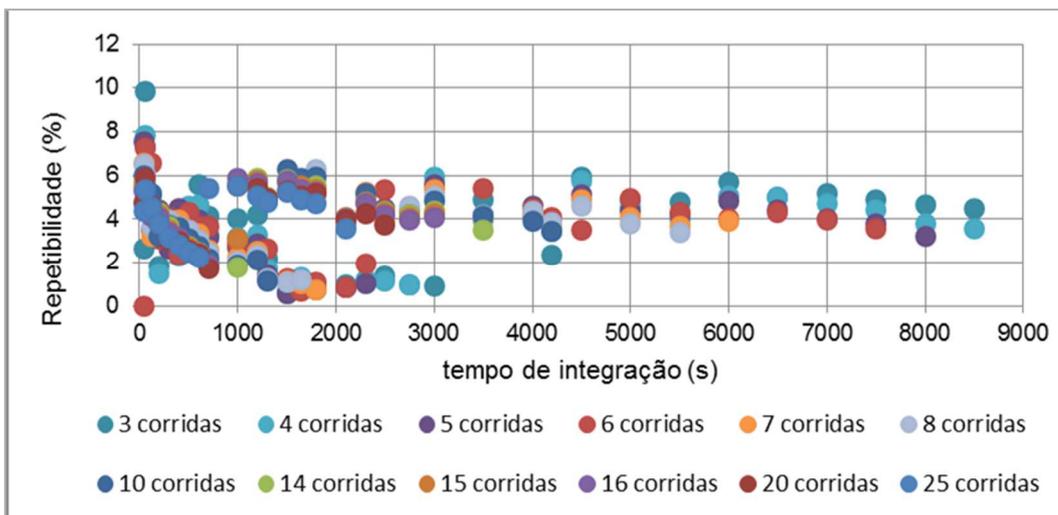


Figura 164 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 24

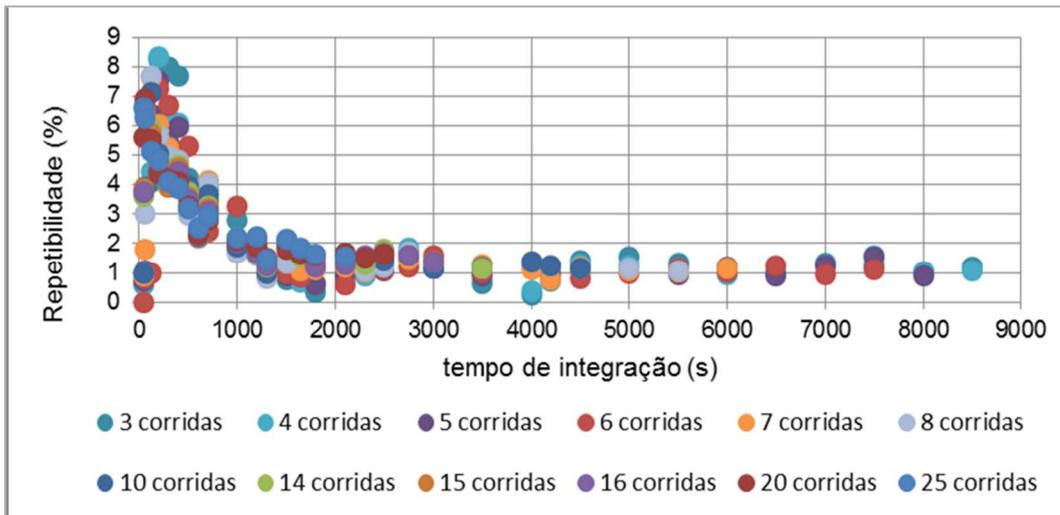


Figura 165 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 31

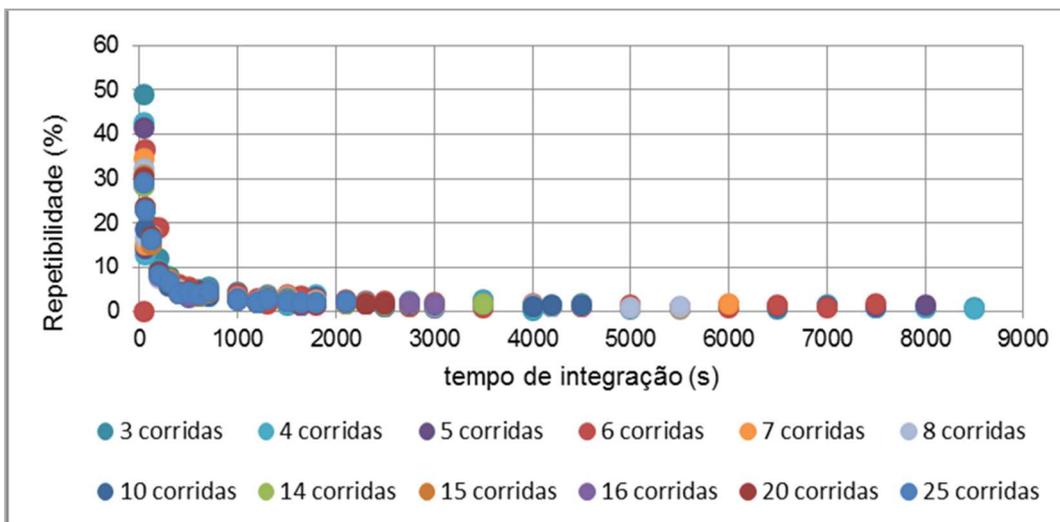


Figura 166 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 31

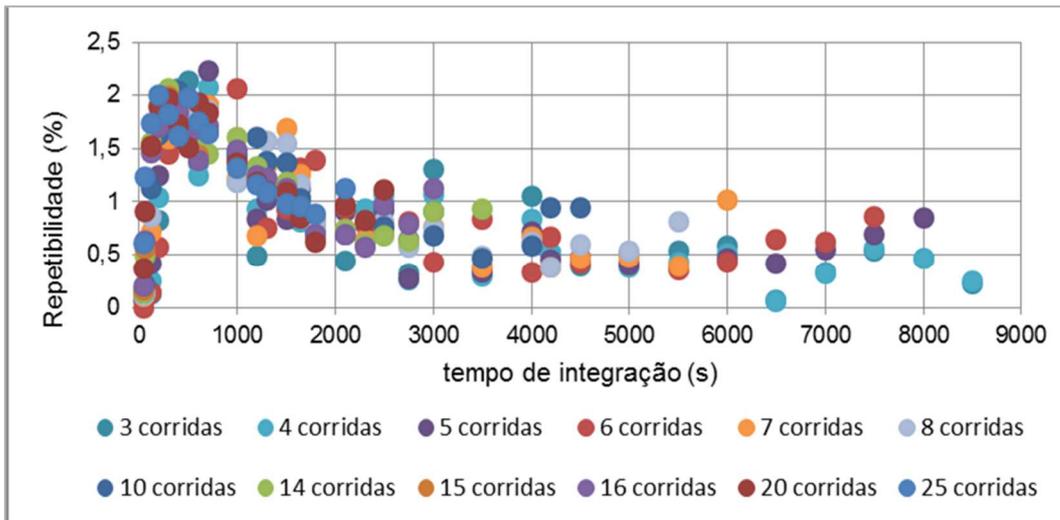


Figura 167 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 31

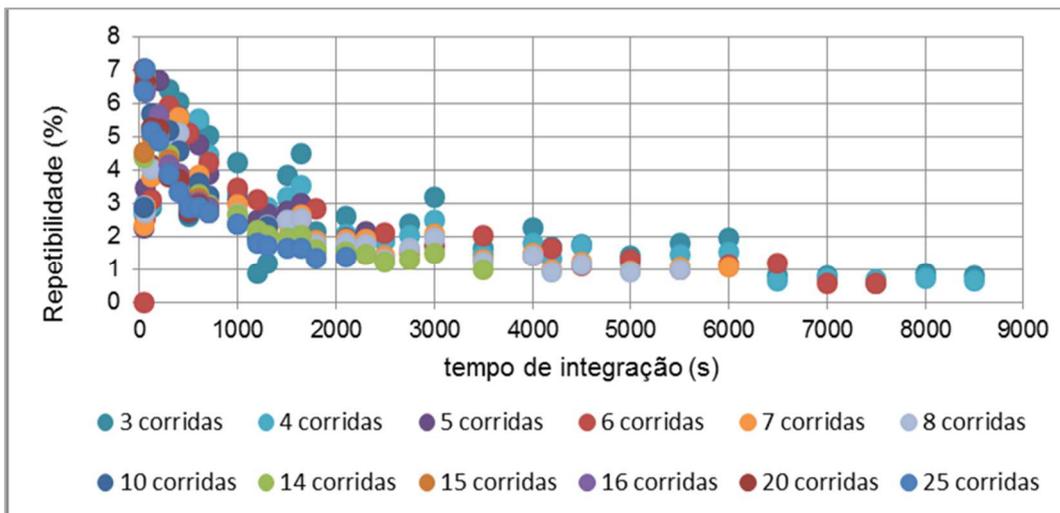


Figura 168 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 31

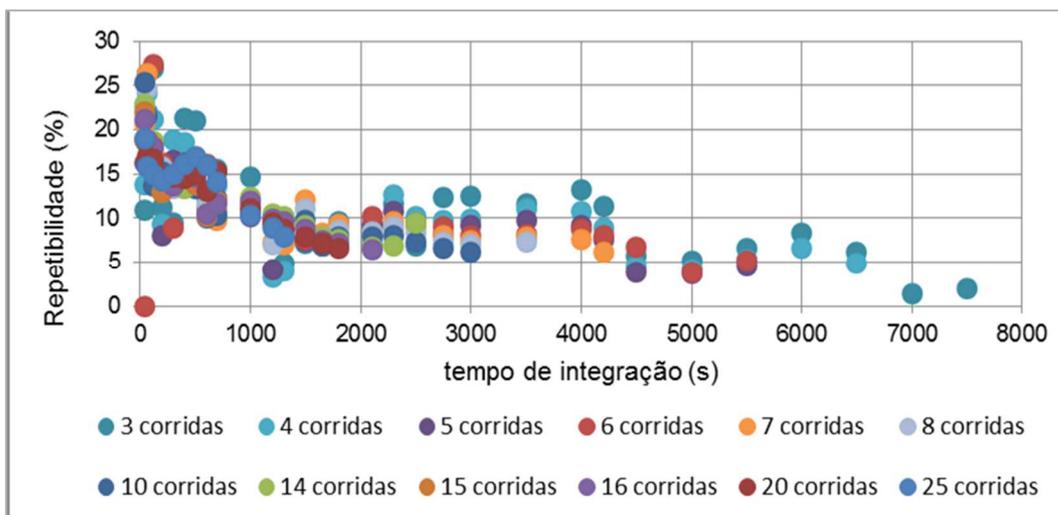


Figura 169 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 51

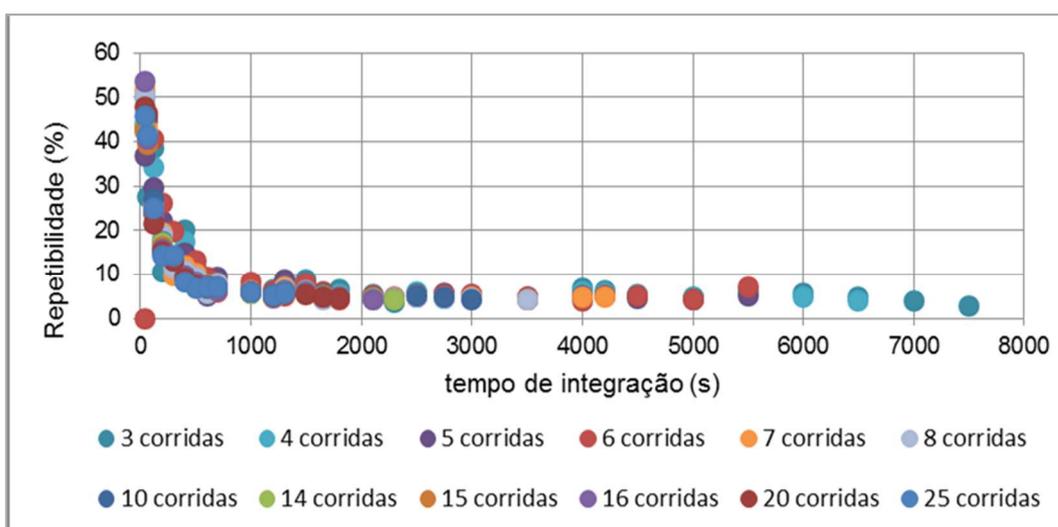


Figura 170 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 51

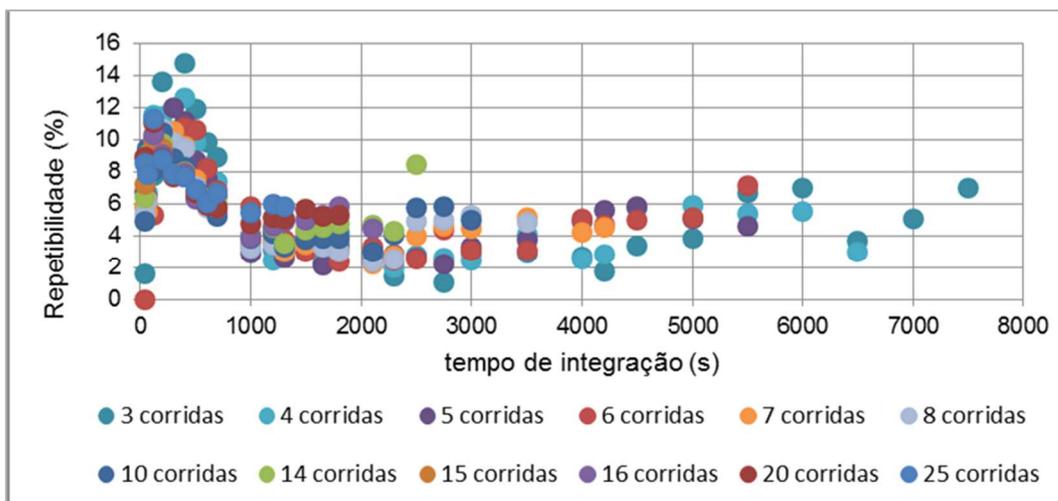


Figura 171 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 51

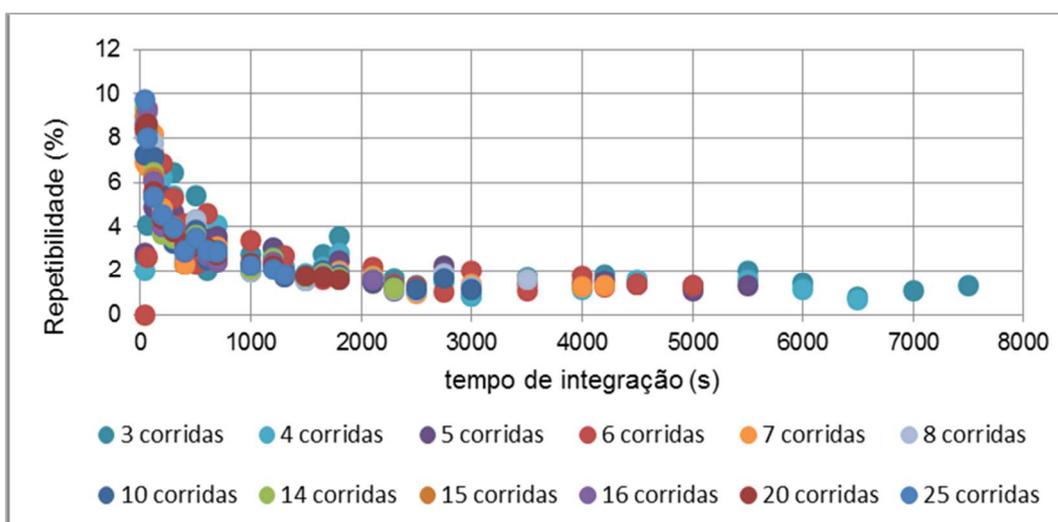


Figura 172 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 51

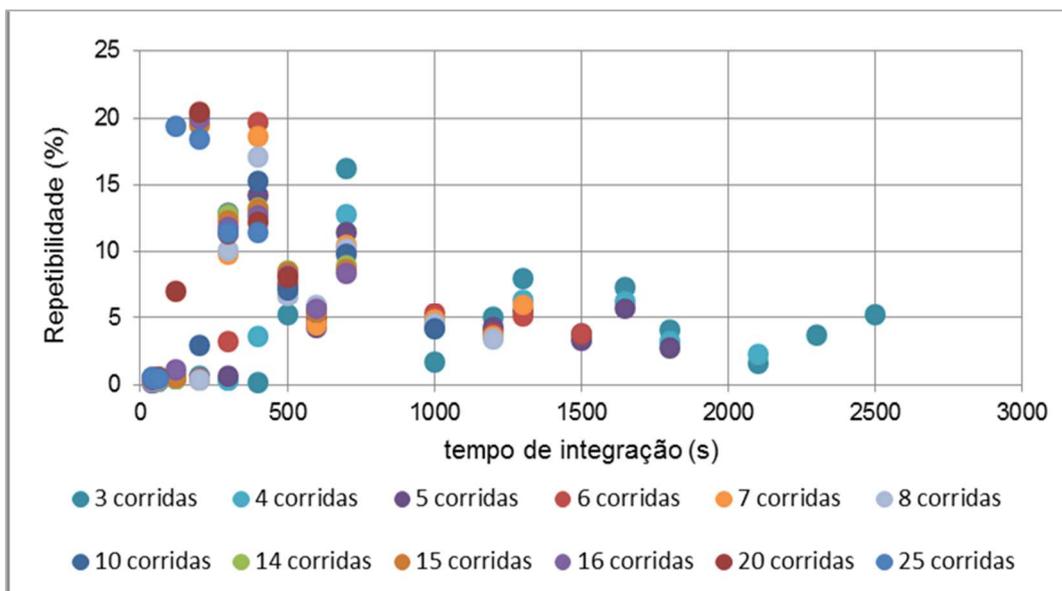


Figura 173 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 53

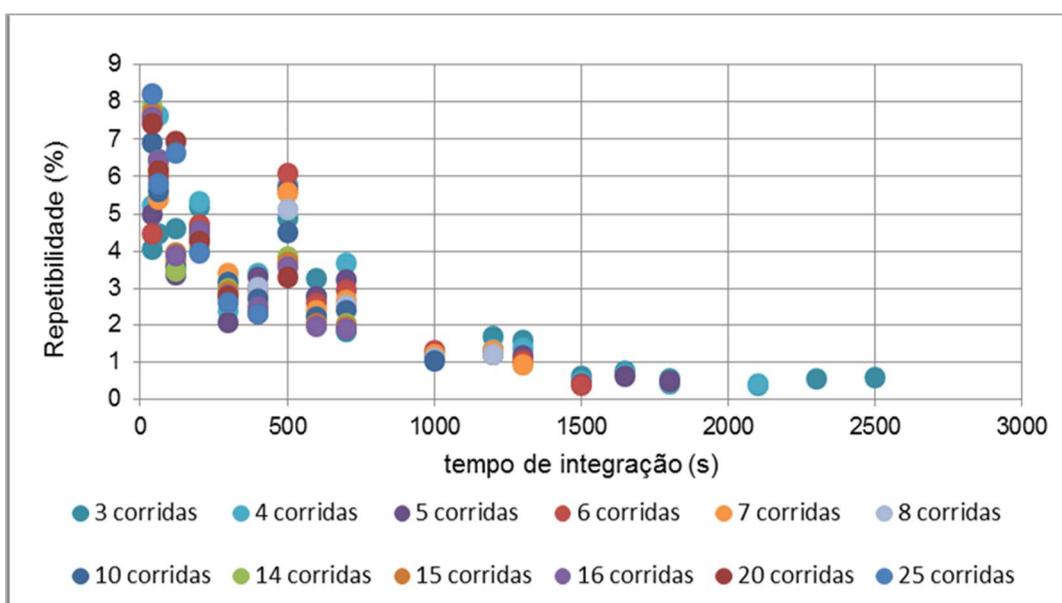


Figura 174 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 53

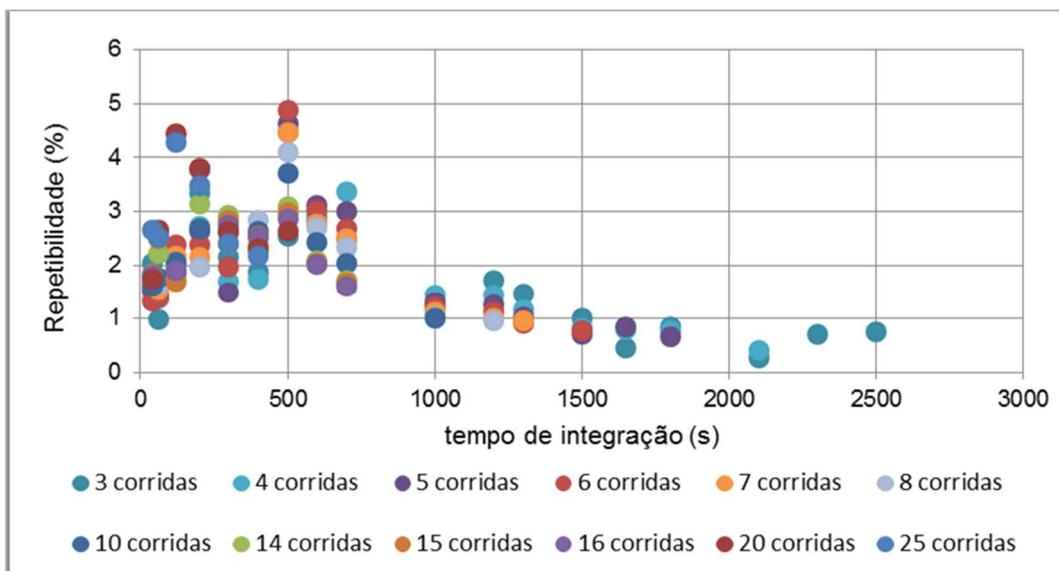


Figura 175 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 53

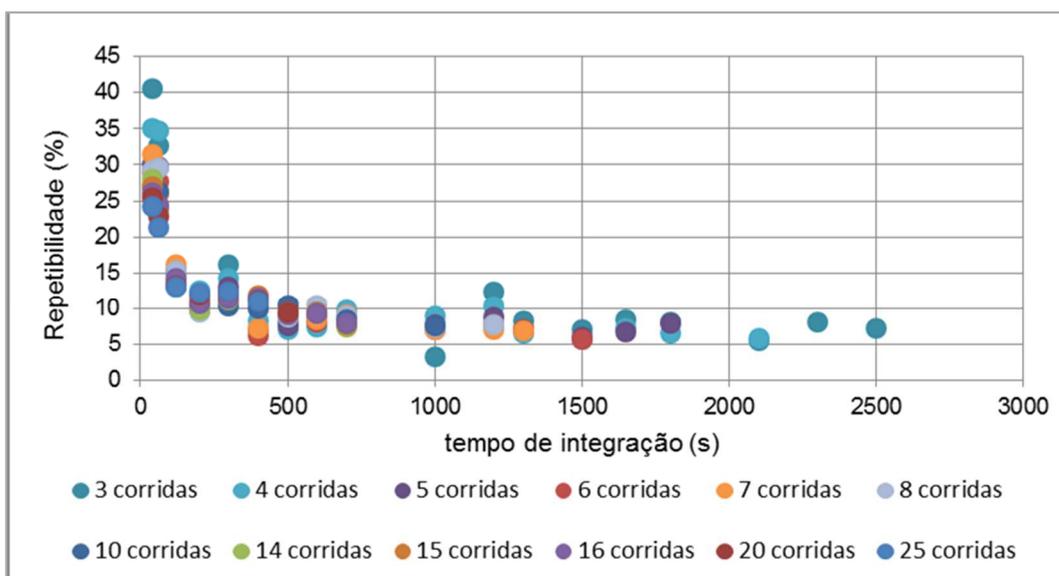


Figura 176 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 53

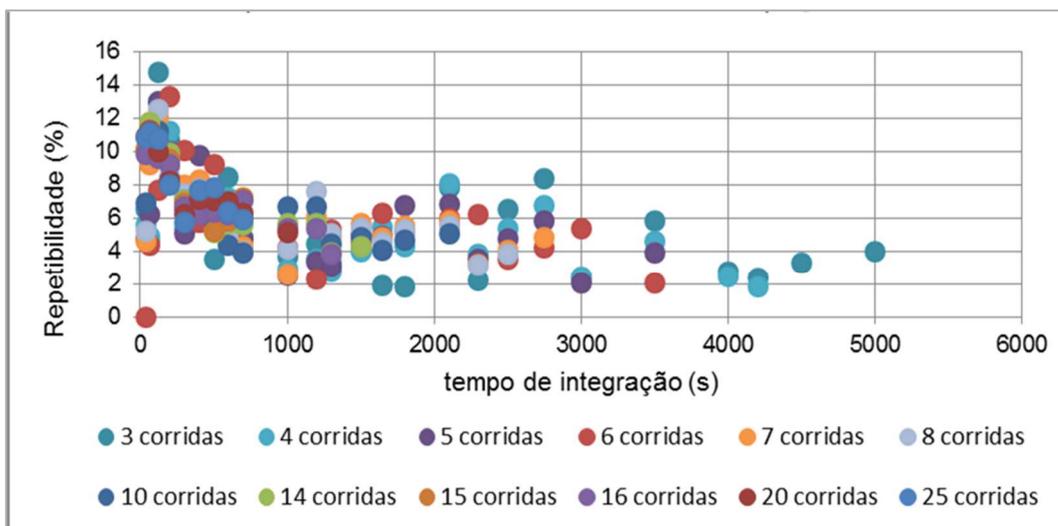


Figura 177 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da turbina do separador de testes na medição de vazão de óleo do poço 54

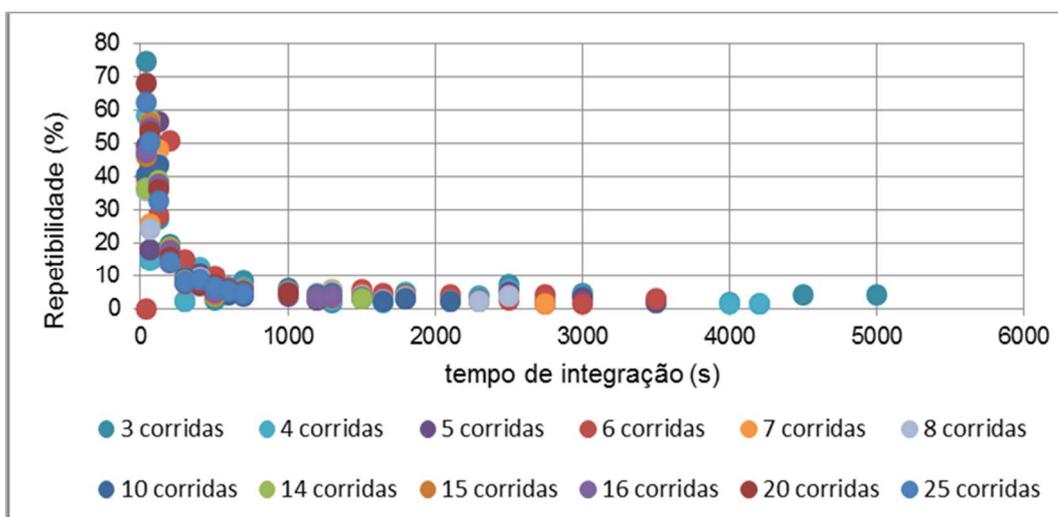


Figura 178 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas da placa de orifício do separador de testes na medição de vazão de gás do poço 54

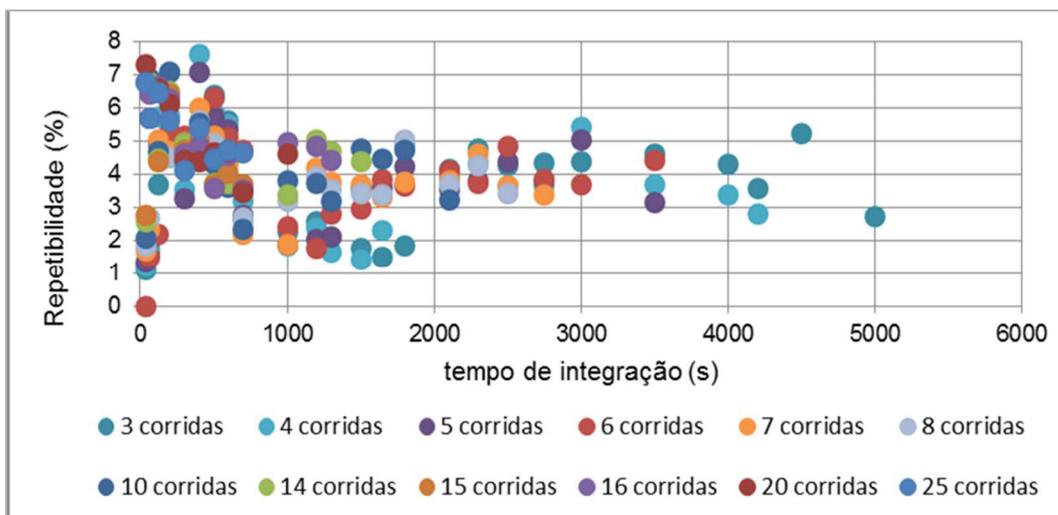


Figura 179 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de óleo do poço 54

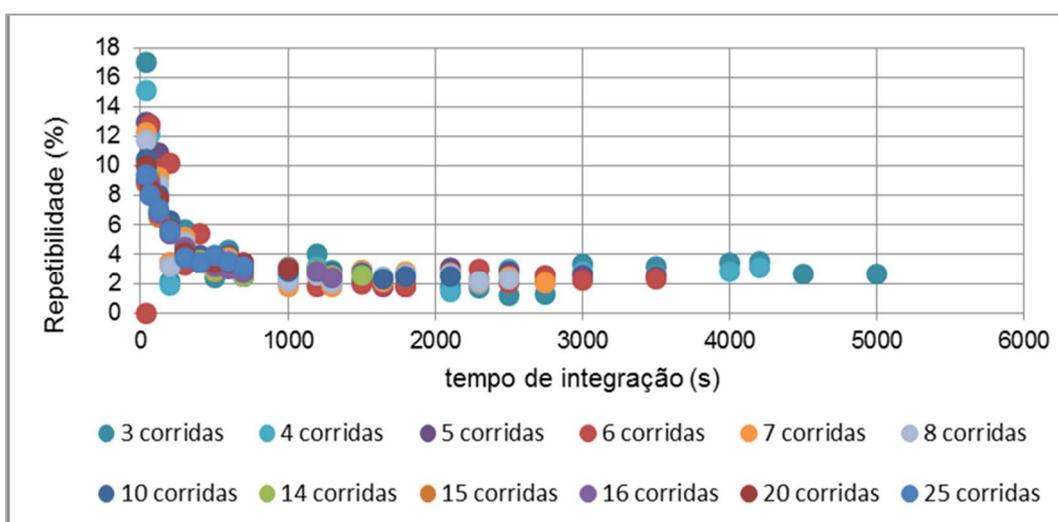


Figura 180 - Curva de tempo de integração repetibilidade com diferentes números de corridas do MMX na medição de vazão de gás do poço 54