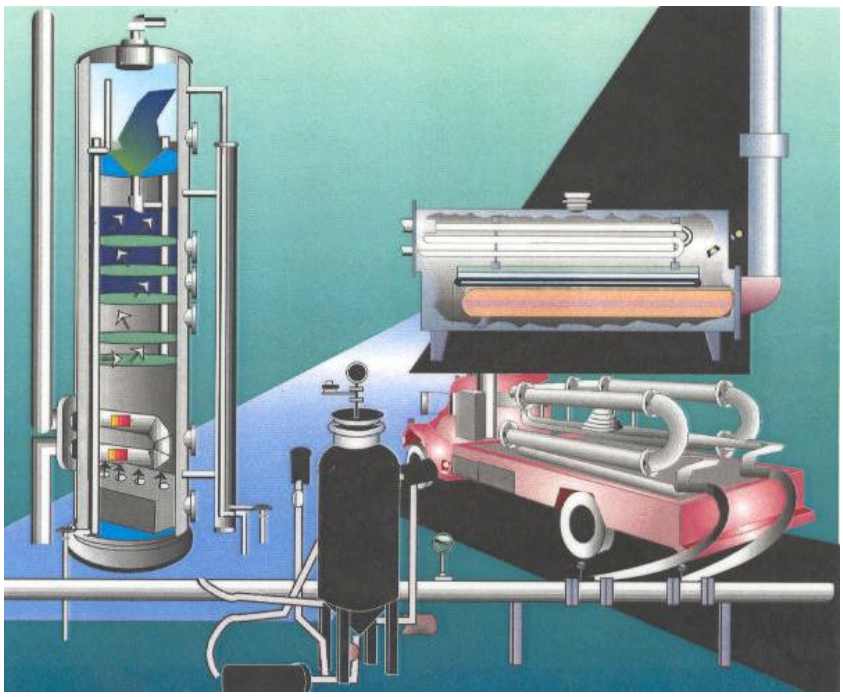
Medição de Petróleo e Gás Natural

2ª. Edição



Marco Antonio Ribeiro

Medição de Petróleo e Gás Natural

2ª edição

Marco Antônio Ribeiro

Dedicado a todos que foram meus alunos, de quem muito aprendi e para quem pouco ensinei

Quem pensa claramente e domina a fundo aquilo de que fala, exprime-se claramente e de modo compreensível. Quem se exprime de modo obscuro e pretensioso mostra logo que não entende muito bem o assunto em questão ou então, que tem razão para evitar falar claramente (Rosa Luxemburg)

© 2003, Tek , Marco Antonio Ribeiro

Salvador, Outono 2003

Autor

Marco Antônio Ribeiro nasceu em Araxá, MG, no dia 27 de maio de 1943. Formou-se pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA), em Engenharia Eletrônica, em 1969.

Entre 1973 e 1986, trabalhou na Foxboro, onde fez vários cursos nos Estados Unidos (Foxboro, MA e Houston, TX) e em Buenos Aires, Argentina.

Desde 1987, dirige a Tek (*)Treinamento e Consultoria Ltda., firma pequeníssima voltada para treinamento na área de Instrumentação, Controle de Processo, Medição de Vazão, Cálculo de Incerteza na Medição, Metrologia Industrial, Instalações Elétricas em Áreas Classificadas. É certamente difícil ser um especialista competente em numerosos assuntos tão ecléticos, porém ele se esforça continuamente em sê-lo.

Gosta de xadrez, corrida, fotografia, música de Beethoven, leitura, trabalho, curtir os filhos e a vida.

Já correu três maratonas, a melhor em 3 h 13 m 11 s e a pior em 3 h, 28 m 30 s. Diariamente corre entre 8 e 12 km, às margens do oceano Atlântico. Semanalmente participa de torneios de xadrez relâmpago e nas horas de taxa telefônica reduzida, joga xadrez através da Internet. Possivelmente, é o melhor jogador de xadrez entre os corredores e o melhor corredor entre os jogadores de xadrez, o que realmente não é grande coisa e também não contribui nada para a *Medição de Petróleo e Gás Natural.*.

(*) *Tekinfim* (Tek) foi seu apelido no ITA, pois só conseguiu entrar lá na terceira tentativa. Mas o que conta é que entrou e saiu engenheiro. O que foi um grande feito para um bóia fria do interior de Minas Gerais.

Introdução

Atualmente, no Brasil, toda movimentação e transporte de óleo e gás natural devem atender as exigências da Agencia Nacional de Petróleo. Assim, todo o pessoal técnico envolvido devem ser familiarizado com os equipamentos de produção típicos e instrumentos de medição associados, localizados nas áreas de produção, e com as finalidades e a interação desses equipamentos.

Este trabalho serve como material didático de um curso a ser ministrado para a Petrobras, em varias cidades do Brasil, e ele tem o seguinte roteiro:

Petróleo e gás natural, onde são mostrados rapidamente os equipamentos e processos de tratamento de produtos.

Conceitos de Medição, onde são vistos os principais instrumentos para medir as principais variáveis do processo, como pressão, temperatura, densidade, análise. As variáveis vazão e nível são tão importantes, por causa da transferência de custódia, que serão vistas à parte, em outros capítulos.

Conceitos de Automação, que trata dos componentes do sistema supervisório e aquisição de dados, usado para monitorar toda a movimentação de produtos, de modo automático e remoto.

Conceitos de Metrologia, que trata das unidades do SI, algarismos significativos, estatística da medição e da confirmação metrológica dos instrumentos. Neste capítulo também são vistas as incertezas sistemáticas e aleatórias da medição.

Medição de Vazão, onde são vistos os principais medidores de vazão dos produtos em linha.

Medição de Nível, que mostra os principais métodos manuais e automáticos para medir corretamente o nível de líquidos contidos em tanques.

Regulamento Técnico da ANP, com terminologia, definições e exigências. São listadas as principais normas brasileiras, internacionais e americanas contidas.

Conteúdo

MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO 1

1. Petróleo e gás natural 2

1. Produção de Petróleo 2
1.1. Introdução 2
1.2. Características do petróleo 2
1.3. Separadores 3
1.4. Processo de separação 4
1.5. Tratamento da emulsão oleosa 4
1.6. Vasos para tratamento 5
1.7. Tratamento do gás úmido e rico 6
1.8. Desidratação do gás úmido 7

2. Armazenamento, Medição e Analise de Petróleo 7
2.1. Introdução 7
2.2. Teste de poço 7
2.3. Tanques de armazenamento de produção 8
2.4. Arqueamento de tanques 9
2.5. Medição manual da quantidade e qualidade de petróleo 9
2.6. Questões de segurança 9
2.6. Medição e análises 9
2.6. Transferência de custódia automática 11
2.7. Do tanque para o medidor 12
2.8. Do medidor em diante 13
2.9. Calibração do medidor 13

2. Medições auxiliares 15

1. Instrumentação 15
1.1. Conceito e aplicações 15
1.2. Disciplinas relacionadas 15

2. Vantagens e Aplicações 16
2.1. Qualidade do Produto 16
2.2. Quantidade do Produto 16
2.3. Economia do Processo 17
2.4. Ecologia 17
2.5. Segurança da Planta 17
2.6. Proteção do Processo 17

6. Medição das variáveis 18
6.1. Introdução 18

7. Pressão 18
7.1. Introdução 18
7.2. Unidade de pressão 18
7.3. Regras de pressão 18
7.4. Tipos de pressão 18
7.5. Medição de pressão 20
7.6. Instrumentos de pressão 21
7.6. Pressão e a Vazão 22

8. Temperatura 23
8.1. O que é temperatura 23
8.2. O que temperatura não é 23
8.3. Unidades de temperatura 23
8.4. Medição da temperatura 23
8.5. Instrumentos de temperatura 25
8.6. Temperatura e Vazão 26

9. Densidade 27
9.1. Conceitos e Unidades 27
3.3. Métodos de Medição 28

10. Viscosidade 28
10.1. Conceito 28
10.2. Tipos 29
10.3. Termos e definições 29
10.4. Unidades 29
10.5. Relações e Equações 29
10.6. Medidores de Viscosidade 30
10.7. Dependência da Temperatura e Pressão 31
10.8. Viscosidade dos líquidos 31
10.9. Viscosidade dos gases 32

4. Detecção de incêndio e gás **33**
4.1. Introdução 33
4.2. Detecção de incêndios 33
4.3. Controle de incêndio 34
4.4. Detecção de gás 34
4.5. Monitoração de gás 35

5. Monitoração de bombas **35**
5.1. Introdução 35
5.2. Monitoração de vibrações 35
5.3. Relés de proteção de motores 36

3. Controle supervisório e aquisição de dados (SCADA) 37

3. Controle do processo **37**
3.1. Conceito de controle 37
3.2. Sistema de controle 38
3.3. Operação da malha de controle 38
3.4. Problemas dos sistemas de controle 38

3.5. Exemplo: sistema de controle de pressão **40**

3. Controle Supervisório e Aquisição de Dados **43**
3.1. Introdução 43
3.2. Equipamento (Hardware) 43
3.3. Programa Aplicativo (Software) 44

2. SCADA de um oleoduto **45**
2.1. Operador do centro de controle 46
2.2. Nível do centro de controle (HOST) 46
2.3. Comunicações 46
2.4. Estação de operação 47
2.5. Instrumentação e equipamentos 47

4. Alarmes **47**
4.1. Alarmes da estação e de campo 47
4.2. Alarmes e desarmes 48
4.3. Seqüências de alarme 48

METROLOGIA 49

1. Sistema Internacional 50

1. Sistema Internacional de Unidades (SI) **50**
1.1. Histórico 50
1.2. Características 50
1.3. Conclusão 50
1.4. Política IEEE e SI 51

2. Múltiplos e Submúltiplos **51**

Prefixo **51**

Símbolo **51**

Fator de 10 **51**

3. Estilo e Escrita do SI **53**
3.1. Introdução 53
3.2. Maiúsculas ou Minúsculas 53
3.3. Pontuação 54
3.4. Plural 55
3.5. Agrupamento dos Dígitos 55
3.6. Espaçamentos 56
3.7. Índices 57
3.8. Unidades Compostas 57
3.9. Uso de Prefixo 58
3.10. Ângulo e Temperatura 58
3.11. Modificadores de Símbolos 59

2. Algarismos significativos 60

1. Introdução **60**

2. Conceito **60**

3. Algarismo Significativo e o Zero **61**

4. Notação científica **61**

5. Algarismo Significativo e a Medição **62**

6. Algarismo Significativo e o Display **64**

7. Algarismo Significativo e Calibração **65**

8. Algarismo Significativo e a Tolerância **65**

9. Algarismo Significativo e Conversão **66**

10. Computação matemática **67**
10.1. Soma e Subtração 67
10.2. Multiplicação e Divisão 69

11. Algarismos e resultados **70**

3. Estatística da medição 72

1. Estatística Inferencial **72**
1.1. Introdução 72
1.2. Conceito 72
1.3. Variabilidade da Quantidade 73

2. População e Amostra **74**

3. Tratamento Gráfico 75
3.1. Distribuição de Freqüência 75
3.2. Histograma 77
3.3. Significado metrológico 77

4. Médias 78
4.1. Média Aritmética 79
4.2. Média da Raiz da Soma dos Quadrados 80

5. Desvios 80
5.1. Dispersão ou Variabilidade 80
5.2. Faixa (Range) 80
5.3. Desvio do Valor Médio 81
5.4. Desvio Médio Absoluto 81
5.5. Desvio Padrão da População 81
5.6. Desvio Padrão da Amostra 82
5.7. Fórmulas Simplificadas 82
5.8. Desvios da população e da amostra 82
5.9. Desvio padrão de operações matemáticas 83
5.10.Coeficiente de variação 83
5.11. Desvio Padrão Das Médias 83
5.12. Variância 84

6. Distribuições dos dados 85
6.1. Introdução 85
6.2. Parâmetros da Distribuição 85
6.3. Tipos de distribuições 86
6.4. Distribuição normal ou de Gauss 86

7. Intervalos Estatísticos 90
7.1. Intervalo com n grande (n > 20) 90
7.2. Intervalo com n pequeno (n < 20) 90
7.3. Intervalo com n muito pequeno (n < 10) 91
7.4. Intervalo para várias amostras 91

8. Conformidade das Medições 92
8.1. Introdução 92
8.2. Teste Q 93
8.3. Teste do χ^2 (qui quadrado) 93
8.4. Teste de Chauvenet 95
8.5. Outros Testes 95
8.6. Conformidade 95

4. Erros da medição 96

1. Introdução 96

2. Tipos de Erros 96
2.1. Erro Absoluto e Relativo 97
2.2. Erro Dinâmico e Estático 97
2.3. Erro Grosseiro 98
2.4. Erro Sistemático 99
2.5. Erro Aleatório 104
2.6. Erro Resultante Final 105

3. Incerteza na Medição 107
3.1. Conceito 107
3.2. Princípios Gerais 107
3.3. Fontes de Incerteza 108
3.4. Estimativa das Incertezas 109
3.5. Incerteza Padrão 109
3.6. Incerteza Padrão Combinada 109
3.7. Incerteza Expandida 110

4. Confirmação metrológica 111

1. Confirmação Metrológica 111
1.1. Conceito 111
1.2. Necessidade da confirmação 111
1.3. Terminologia 111
1.4. Calibração e Ajuste 112
1.5. Tipos de calibração 113
1.6. Erros de calibração 116
1.7. Calibração da Malha 116
1.8. Parâmetros da Calibração 117

2. Padrões 123
2.1. Padrões físicos e de receita 124
2.2. Rastreabilidade 124

3. Normas e Especificações 128
3.1. Norma 128
3.2. Especificações 128
3.3. Hierarquia 128
3.4. Tipos de Normas 128
3.5. Abrangência das Normas 129
3.6. Relação Comprador-Vendedor 129
3.7. Organizações de Normas 129
3.8. INMETRO 130

MEDIÇÃO DE NÍVEL 131

1. Introdução 132

1. Conceito de Nível 132

2. Unidades de Nível 132

3. Medição de Nível 132
3.1. Inventário 132
3.2. Transferência de custódia 133
3.3. Segurança 133
3.4. Fornecimento consistente 133
3.5. Economia 133

2. Medição manual 134

1. Introdução 134

2. Geral 134

3. Fita de imersão 134
3.1. Geral 134
3.2. Construção 134
3.3. Materiais 135
3.4. Revestimento 135
3.5. Fixação 135
3.6. Dimensões 135
3.7. Graduação 135
3.8. Referência zero 136
3.9. Precisão (erro máximo permissível) 136
3.10. Marcação 136

4. Sistema de enrolamento 137

5. Peso de imersão 137
5.1. Geral 137
5.2. Material 137
5.3. Construção 137
5.4. Massa 137
5.5. Precisão da graduação 138
5.6. Marcação de zero 138
5.7. Marcação da escala 138
5.8. Marcação 138

6. Régua Ullage 138
6.1. Geral 138
6.2. Material 138
6.3. Construção 138
6.4. Massa 138
6.5. Precisão da graduação 138
6.6. Marca de zero 138
6.7. Marcação da escala 140
6.8. Numeração 140
6.9. Marcação 140

7. Régua detectora de água 140
7.1. Geral 140
7.2. Material 140
9.3. Construção 140
7.4. Precisão da graduação 140
7.5. Marcas da escala 140
7.6. Marcação 140

8. Pasta detectora de interface 141
8.1. Geral 141
8.2. Pasta ullage 141
8.3. Pasta detectora de água 141

9. Medidor eletrônico portátil 141
9.1. Geral 141
9.2. Segurança 141
9.3. Construção, graduação e marcação 141
9.4. Invólucro e sensor 141
9.5. Referência zero 142
9.6. Precisão da medição 142
9.7. Escala de leitura do medidor eletrônico portátil 143
9.8. Continuidade elétrica 143
9.9. Marcação 143

10. Válvula de bloqueio de vapor 143

11. Barra (ou vareta) de imersão e barra (vareta) ullage 144
11.1. Geral 144

3. Medição automática 145

1. Introdução 145

2. Exigências metrológicas 145
2.1. Componentes do medidor 145
2.2. Materiais 145
2.3. Instrumento de indicação 145
2.4. Erros máximos permissíveis 146
2.5. Campo de operação 146
2.6. Condições especiais 146
2.7. Equipamentos auxiliares 146
2.8. Marcações 147
2.9. Marcas de verificação 147
2.10. Selagem 147

3. Exigências técnicas 147
3.1. Mecanismo de suspensão 147
3.2. Posição estática 147

4. Exigências da instalação 147

5. Exigências para medidor eletrônico 148

6. Controle metrológico 148
6.1. Aprovação de padrão 148
6.2. Verificação inicial 149
6.3. Verificações subseqüentes 149

7. Procedimentos de teste 149
7.1. Testes de desempenho 149
7.2. Testes do fator de influência 150

8. Testes adicionais para instrumentos eletrônicos 151
8.1. Geral 151
8.2. Testes de distúrbio 151

9. Deformação de tanques 153
9.1. Tanque cilíndrico vertical 153
9.2. Tanque cilíndrico horizontal 153
9.3. Tanque esférico ou em forma de prisma 153

10. Instalação e operação 154
10.1. Precauções gerais 154
10.2. Precauções de segurança 154

11. Seleção do medidor 155
11.1. Geral 155
11.2. Mecânico ou elétrico 155
11.3. Parâmetros de seleção 155
11.4. Localização do medidor 156

4. Medidores da ANP 160

1. Mecanismos de medição 160

1. Medidor com Bóia 160

2. Medição com Deslocador 161
6.1. Deslocador fixo 161
6.2. Deslocador móvel 162

5. Medição com radar 163

1. Introdução 163

2. Vantagens e desvantagens 163

3. Influencia do vapor no radar 164

4. Medidor de Tanque a Radar (RTG) da Saab 165
4.1. Descrição 165
4.2. Sistema TankRadar L/2 165
4.3. Distâncias do Tanque 169
4.4. Calibração do Radar 170
4.5. Precisão do Radar 174

6. Arqueação de tanques 177

1. Tanques de armazenagem 177
1.1. Geral 177
1.2. Classificação e descrição 177
1.3. Unidades de medição 177
1.4. Características técnicas e metrológicas dos tanques 178
1.5. Qualificação legal dos tanques 179
1.6. Calibração de tanques 180
1.7. Determinação de volumes do tanque 181
1.8. Volume mínimo mensurável 182

2. Arqueação do Tanque 183
2.1. Conceito de arqueação 183
2.2. Tipos de tanques 183
2.3. Estudo de Caso 190

1. Conceitos básicos 204

1. Introdução 204

2. Conceito de Vazão 204

3. Vazão em Tubulação 204

4. Tipos de Vazão 205
4.1. Vazão Ideal ou Real 206
4.2. Vazão Laminar ou Turbulenta 206
4.3. Vazão Estável ou Instável 207
4.4. Vazão Uniforme e Não Uniforme 208
4.5. Vazão Volumétrica ou Mássica 208
4.6. Vazão Incompressível e Compressível 209
4.7. Vazão Rotacional e Irrotacional 209
4.8. Vazão monofásica e bifásica 210
4.9. Vazão Crítica 211

5. Perfil da Velocidade 212

6. Seleção do Medidor 213
6.1. Sistema de Medição 213
6.2. Tipos de Medidores 213
6.3. Parâmetros da Seleção 215

7. Medidores aprovados pela ANP 218

2. Placa de orifício 219

1. Introdução histórica 219

2. Princípio de Operação e Equações 220

3. Elementos dos Sistema 221
3.1. Elemento Primário 222
3.2. Elemento Secundário 222

4. Placa de Orifício 222
4.1. Materiais da Placa 223
4.2. Geometria da Placa 223
4.3. Montagem da Placa 225
4.4. Tomadas da Pressão Diferencial 225
4.5. Perda de Carga e Custo da Energia 226
4.6. Protusões e Cavidades 227
4.7. Relações Matemáticas 227
4.8. Fatores de Correção 229
4.9. Dimensionamento do β da Placa 230
4.10. Sensores da Pressão Diferencial 233

3. Turbina de vazão 235

1. Introdução 235

2. Tipos de Turbinas 235
2.1. Turbinas mecânicas 235

3. Turbina Convencional 236
3.1. Princípio de Funcionamento 236
3.2. Partes Constituintes 236
3.3. Detectores da Velocidade Angular 238
3.4. Classificação Elétrica 239
3.5. Fluido Medido 239
3.6. Características 240
3.7. Condicionamento do Sinal 240
3.8. Desempenho 241
3.9. Fatores de Influência 242
3.11. Seleção da turbina 243
3.12. Dimensionamento 244
3.13. Considerações Ambientais 245
3.14. Instalação da Turbina 245
3.15. Operação 245
3.16. Manutenção 246
3.17. Calibração e Rastreabilidade 246
3.18. Cuidados e procedimentos 247
3.19. Aplicações 248
3.20. Folha de Especificação: Medidor de Vazão Tipo Turbina 249

4. Deslocamento positivo 250

1. Introdução 250

2. Princípio de operação 250

3. Características 250

4. Tipos de Medidores 251
4.1. Disco Nutante 252
4.2. Lâmina Rotatória 252
4.3. Pistão Oscilatório 252
4.4. Pistão Reciprocante 253
4.5. Lóbulo Rotativo 253
4.6. Medidor com Engrenagens Ovais 253

5. Medidores para Gases 254
5.1. Aplicações 255
5.2. Calibração dos Medidores de Gases 255

6. Vantagens e Desvantagens 256

7. Conclusão 256

9. Medidor Coriolis 258

1. Introdução 258

2. Efeito Coriolis 258

3. Relações Matemáticas 259

4. Calibração 260

5. Medidor Industrial 260

6. Características 261

7. Aplicações 261

8. Critérios de Seleção 261

9. Limitações 262

10. Conclusão 262

10. Medidor ultra-sônico 264

1. Introdução 264

2. Diferença de Tempo 264
10.3. Diferença de Freqüência 265

3. Efeito Doppler 265

4. Relação Matemática 265

5. Realização do Medidor 266

6. Aplicações 266
10.8. Especificações 267
10.9. Conclusão 267

Regulamento técnico da ANP 269

7. Regulamento Técnico de medição de petróleo e gás natural 270

1. Objetivo e Campo de Aplicação 270
1.1 Objetivo 270
1.2 Campo de Aplicação 270
1.3 Normas e Regulamentos 271

2. Siglas Utilizadas 271

3. Definições 272

4. Unidades de Medida 274

5. Critérios Gerais para Medição 274

6. Medição de Petróleo 275
6.1 Medição de Petróleo em Tanques. 275
6.2 Procedimentos para Arqueação de Tanques de Medição e Calibração de Sistemas de Medição de Nível 277
6.3 Medição de Petróleo em Linha 277
6.4 Calibração de Medidores em Linha 278
6.5 Amostragem e Análise de Propriedades do Petróleo 280

7. Medição de Gás Natural 282
7.1 Medição de Gás Natural em Linha 282
7.2 Calibração e Inspeção de Medidores de Gás Natural 283
7.3 Amostragem e Análise de Gás Natural 283

8. Apropriação da Produção de Petróleo e Gás Natural 284
8.1 Medições Compartilhadas 284
8.2 Medições para Apropriação 284
8.3 Testes de Poços 285
8.4 Apropriação da Produção aos Poços e Campos 285

9. Medições para Controle Operacional da Produção, Movimentação e Transporte, Importação e Exportação de Petróleo e Gás Natural 286

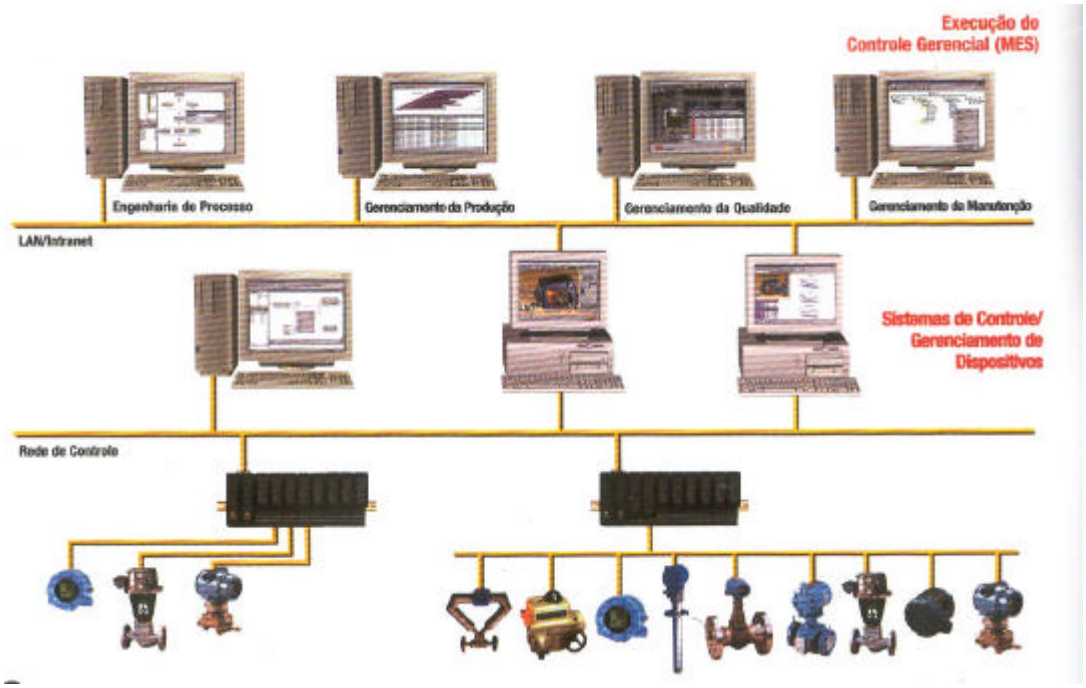
10. Procedimentos Operacionais 287
10.1 Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição 287
10.2 Relatórios de Medição, Teste, Calibração e Inspeção 287
10.3 Inspeções 288

11. Selagem dos Sistemas de Medição Fiscal 288

Normas na ANP 290
Medições manuais com trena: 290
Medições com sistema automático: 290
Medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica 290
Cálculo dos volumes líquidos: 290
Calibração de tanques conforme as seguintes normas: 290
Instalação e operação de sistemas de medição de petróleo em linha 291
Medições devem ser corrigidas pelos seguintes fatores: 291
Compressibilidade do líquido 291
Cálculo dos volumes dos líquidos medidos 291
Sistemas de calibração de medidores de petróleo em linha 291
Coleta de amostras 292
Determinação da massa específica do petróleo 292
Determinação da fração volumétrica de água e sedimento 292
Determinação do Ponto de Ebulição Verdadeiro 292
Determinação do teor de enxofre 292
Determinação de metais pesados 293
Medições de gás natural com placas de orifício 293
Medições de gás com turbinas 293
Medições de gás com medidores ultra-sônicos 293
Amostragem de gás natural 293
Analises das amostras de gás 293

Referências bibliográficas 294

Medição, Controle e Automação



1. Petróleo e Gás Natural

1. Produção de Petróleo

1.1. Introdução

O fluido bombeado dos reservatórios subterrâneos é uma mistura de óleo, gás natural e produtos secundários tais como água salgada e areia. A vazão deste fluido é difícil de ser medida pois ele é multifásico, ou seja, contém líquido, gás e sólido. O fluido é submetido a determinados processos na área de produção para remover os produtos secundário e para separar o óleo do gás natural e da água.

Os três processos mais comuns entre a cabeça do poço e o tanque de armazenamento são:

1. desidratação
2. tratamento
3. separação do gás

A separação consiste na separação do gás presente no líquido e do líquido presente no gás. Uma vez separados entre si o líquido e o gás, o líquido sempre se apresenta sob a forma de uma emulsão de óleo. Trata-se, portanto, a emulsão mediante o uso de uma dessalgadora que separa o petróleo da água. Depois de ter sido removida a água, o petróleo pode ser armazenado.

Finalmente, o gás de reservatório é, em muitos casos, gás úmido, contendo, vapor d'água. O processo de desidratação remove o vapor d' água obtendo-se gás seco.

1.2. Características do petróleo

Os equipamentos numa área de produção compreendem uma rede de tubulações e vasos, pertencente geralmente aos produtores de petróleo que são clientes em potencial dos operadores de oleodutos. O propósito da planta da área de produção é começar a tratar os petróleos tão logo cheguem até à superfície.

O petróleo é trazido para a superfície, quer naturalmente, aproveitando-se a pressão do reservatório, quer artificialmente mediante o uso de bombas e de injeção de água ou gás. O petróleo necessita quase sempre de tratamento na área de produção antes de ser transportado. O petróleo sai geralmente do poço misturado com gás, água e sólidos tais como areia, em diversas proporções.

Os meios de produção e tratamento removem aquilo que se denomina **água e sedimento** (BSW – *bottom sedimented water*) e separam o óleo e o gás.

A água ocorre geralmente sob duas formas:

1. Água livre
2. Emulsão

A água livre, que se separa do óleo com bastante rapidez

A emulsão é uma mistura em que gotículas de uma substância ficam suspensas em outra substância. Tipicamente, as emulsões na produção de óleo consistem de uma suspensão de gotículas de água no óleo.

A água, principalmente a água salgada, é um dos subprodutos mais problemáticos das etapas de extração, tratamento, armazenamento e transporte. A corrosividade da água salgada, principalmente na movimentação em tubulações e vasos de aço, exigem medidas de proteção. As tubulações e os vasos, por exemplo, são fabricados de ligas de aço especiais que resistem à corrosão.

Outros agentes anti-corrosivos, como algumas tintas, são usados como revestimento de superfície.

Para se combater a corrosão externa de um oleoduto enterrado, as companhias empregam um processo chamado proteção catódica, que funciona da seguinte maneira: a corrosão abaixo da superfície é causada por correntes elétricas fracas que circulam entre a tubulação e o solo. A eletricidade flui da tubulação para o solo, levando consigo partículas diminutas de ferro. Com o passar do

tempo, forma-se um ponto de corrosão. Para combater esse tipo de corrosão, uma barra de metal, tal como o magnésio, é enterrada próximo à tubulação. Cria-se assim uma pilha ferro-magnésio, em que a tubulação de ferro torna-se o catodo e a barra de magnésio o anodo.

Os elétrons deslocam-se do anodo (barra de magnésio) para o catodo (tubulação de ferro). Com isso, uma película de hidrogênio é formada na superfície externa da tubulação, atuando como um revestimento, reduzindo o fluxo de corrente que causa a corrosão.

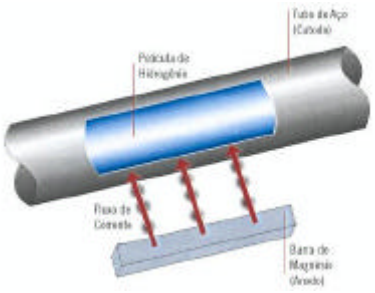


Fig. 1.1. Proteção catódica

Na proteção catódica (Fig. 1), a barra de magnésio atua como fonte de elétrons para a tubulação. À medida que os elétrons são captados pela tubulação, forma-se uma película de hidrogênio na superfície da tubulação, protegendo-a contra a corrosão.

Além dos equipamentos resistentes à corrosão, é possível tratar os petróleos com produtos químicos chamados inibidores de corrosão, que reduzem a taxa da corrosão. Muitas companhias descobriram que o melhor lugar em que se pode introduzir os inibidores é no poço, enquanto os fluidos vêm sendo bombeados até a superfície. Uma bomba de injeção de produtos químicos é utilizada em muitos casos para desempenhar essa importante função preventiva. No entanto, onde o método de bombear não é possível, um bastão inibidor sólido é introduzido no poço, onde se dissolve, misturando-se com o fluido do poço ao atingir a superfície.

Finalmente, os produtores evitam a entrada de ar mantendo-se a estanqueidade da rede, uma vez que o oxigênio contido no ar é o catalisador da corrosão. Reparar rapidamente os pontos de vazamento e manter níveis altos nos tanques de armazenamento são dois meios práticos de minimizar a corrosão.

1.3. Separadores

Os fluidos do reservatório deixam a cabeça do poço através de uma tubulação, chegando até um vaso de aço chamado separador. Os separadores são vasos horizontais, verticais ou esféricos que removem o líquido do gás e o gás do líquido. A seleção de determinado tipo de separador depende em muitos casos da disponibilidade de espaço. Os separadores verticais e esféricos são mais usados nas plataformas *offshore*, onde o espaço é de importância primordial.

Os separadores horizontais são considerados os melhores. São projetados com casco simples ou casco duplo. No tipo de casco duplo, a parte superior capta o gás, e a inferior capta a emulsão oleosa.

Qualquer que seja a sua configuração, no entanto, todos os separadores desempenham as mesmas duas funções:

1. remover líquido do gás e
2. remover óleo da água.

Aplicam-se no separador princípios básicos de química e física para o cumprimento da sua importante função. O gás é mais leve do que o líquido, pelo que irá migrar para a parte superior do separador. O óleo e a emulsão são mais leves do que a água, de modo que flutuarão. A água livre é o mais pesado desses três componentes líquidos. Os sedimentos se depositam no fundo do vaso.

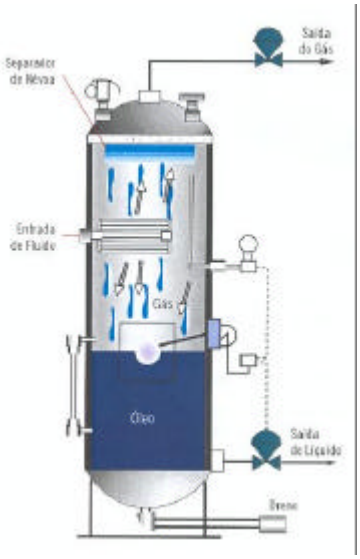


Figura 1.2. Separador de Duas Fases

O separador de duas fases separa líquidos de gases, conforme se vê na Fig. 2. Um separador de névoa ajuda a remover os líquidos dos gases.

Os separadores classificam-se por número de fases, havendo separadores bifásicos, e separadores trifásicos. O separador bifásico separa tão somente os líquidos e o gás. O líquido é uma mistura de óleo, emulsão e água, que se deposita no fundo do separador, ao passo que o gás migra para a parte superior.

O separador trifásico separa o fluido numa camada de gás, uma camada de emulsão oleosa, e uma camada de água e sedimento (BSW). É utilizado comumente nos locais de produção onde existe muita água no fluido. O gás sai pela parte superior, o óleo ou a emulsão se separam no meio, e a água vai para o fundo (veja a Figura 3).

O separador de três fases separa o fluido em gás, óleo (ou emulsão) e BSW (sedimento e água)

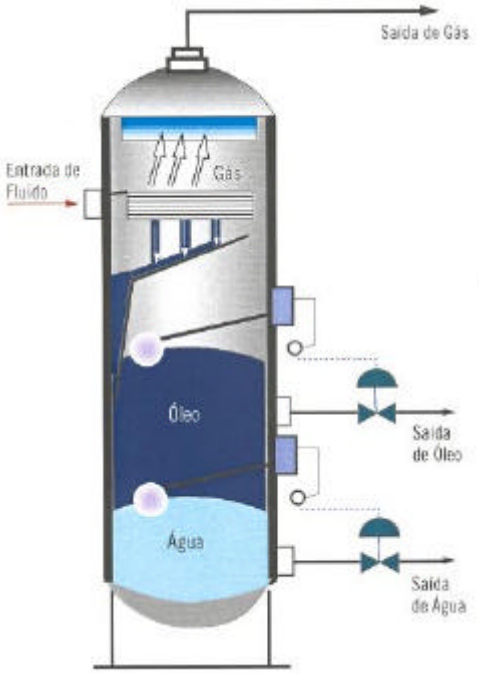


Figura 1.3. Separador de Três Fases

1.4. Processo de separação

Um dispositivo na parte superior do separador se denominado extrator de névoa, coleta e remove os líquidos carreados pelo gás, à medida que o fluido entre no separador e o gás se eleva. Um extrator de névoa é um dispositivo dotado de tela, projetado para reter as minúsculas gotículas de líquido à medida que o gás passa por essa tela. Os gotículas se reúnem no extrator e caem até o fundo do separador.

Para extrair o gás do líquido, o separador emprega placas planas denominadas chicanas. À medida que o fluido passa sobre a superfície das chicanas, espalha-se sobre as mesmas. O processo de espalhamento do fluido facilita ao gás escapar, subindo para o topo do separador. Uma saída de gás está localizada no topo do separador, havendo uma saída para emulsão oleosa no fundo do mesmo.

1.5. Tratamento da emulsão oleosa

A separação é apenas a primeira etapa no tratamento do líquido do reservatório. O separador separa o gás, o óleo e, alta porcentagem, de BSW. O óleo se apresenta comumente, no entanto, sob forma de uma emulsão, e requer tratamento adicional para remoção da água emulsificada antes que o óleo possa ser armazenado.

Para se conseguir a remoção da água emulsificada do óleo, a emulsão é conduzida em muitos casos dos separadores para vasos de tratamento, em que se injetam produtos químicos denominados desemulsificantes. Esses produtos químicos auxiliam as gotículas d' água a se fundirem, formando-se gotículas maiores e mais pesados, que se decantam rapidamente.

Aquecer a emulsão é também um método eficaz de se remover a água, uma vez que o calor reduz a viscosidade da emulsão. A água separa-se do óleo pouco espesso mais rapidamente do que do óleo pesado.

Finalmente, a eletricidade é também agente eficaz de tratamento da emulsão. À medida que a emulsão atravessa um campo elétrico, as gotículas d'água captam uma carga elétrica que os faz mover-se rapidamente. À medida que se desloquem, chocam-se umas com as outras e fundem-se, formando-se gotículas maiores que se separam mais rapidamente.

Foram desenvolvidos muitos tipos diferentes de vasos para tratamento, havendo, contudo, determinados tipos comuns.

1.6. Vasos para tratamento

Os tipos comuns de vasos de tratamento são aquecedores verticais os aquecedores horizontais. As dessalgadoras são vasos que separam a água da emulsão, utilizando calor ou eletricidade.

À medida que a emulsão (que contém geralmente um desemulficante químico) flui para dessalgadoras vertical, é aquecida, através de um trocador de calor, pelo óleo de saída da dessalgadora. A emulsão entra pelo topo da dessalgadora (veja a Figura 4), e espalha-se sobre uma bandeja, descendo através de um condutor *downcomer.*. O efeito de espalhamento liberta os gases da emulsão. O gás sobe e sai -Sarda do Gás pela parte de cima da dessalgadora.

À medida que a emulsão desce pelo *downcomer* até a parte inferior da dessalgadora, qualquer BSW remanescente deposita-se no fundo da dessalgadora. Nesse ponto, um tubo de fogo que contém uma chama Ia aquece a emulsão, que começa elevar-se acima da água. A emulsão quente continua a elevar-se através da água aquecida e penetra num espaço de sedimentação acima do tubo de fogo. Ocorre nesse espaço de sedimentação, a maior parte do processo de separação da emulsão em óleo e água. A água se separa e decanta no fundo e o petróleo limpo se eleva, sendo conduzido para fora do vaso através de um trocador de calor, em que desempenha sua tarefa final de aquecer a emulsão que entra na dessalgadora.

As dessalgadoras horizontais assemelham-se, sob muitos aspectos, aos vasos verticais. A emulsão entra na parte de cima da dessalgadora, depois de passar por um trocador de calor. Ao decantar passa por um tubo de fogo, que provoca a separação do BSW. A emulsão atravessa o vaso, penetrando numa segunda câmara em que se separam a água e o óleo. A água liberada deposita-se no fundo, ao passo que o óleo e o gás sobem para o topo de onde são levados através de tubulações para a área de armazenamento.

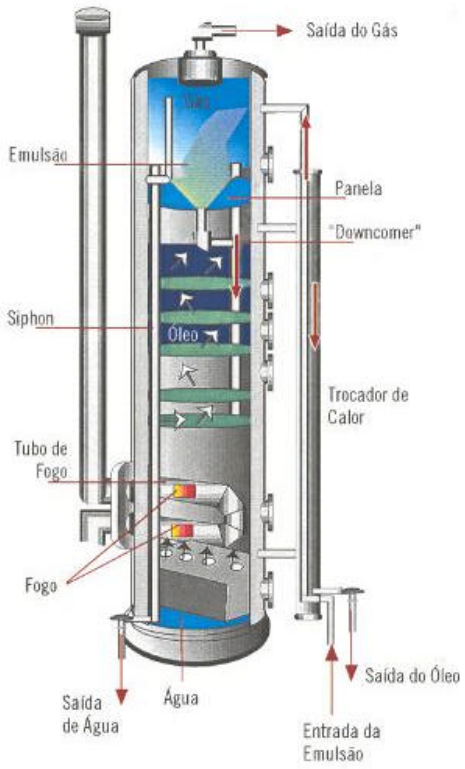


Figura 1.4. Dessalgadora vertical

A Dessalgadora Vertical da Fig. 4 separa a emulsão em petróleo e água, mediante a aplicação de princípios básicos de química e física.

Embora as funções sejam semelhantes em cada caso, cada tipo de dessalgadora apresenta as suas vantagens. A dessalgadora horizontal consegue lidar com maiores volumes em virtude de sua maior área transversal de tratamento, ao passo que a dessalgadora vertical lida mais eficazmente com os sedimentos e requer menor espaço.

Muitas dessalgadoras eletrostáticas, embora se apresentem com configurações tanto horizontais como verticais, assemelham-se pelo projeto e pela operação às dessalgadoras horizontais. Utiliza-se nas dessalgadoras eletrostáticas, uma placa (*grid*) elétrica de alta tensão. Ao se elevar a emulsão acima da água livre, a emulsão recebe uma carga elétrica. As partículas d' água com carga chocam-se umas com as outras, formando-se gotículas d'água maiores, que se separam. O

acréscimo de carga elétrica reduz em alguns casos a quantidade de desemulsificador e calor exigidos durante o processo de tratamento da emulsão.

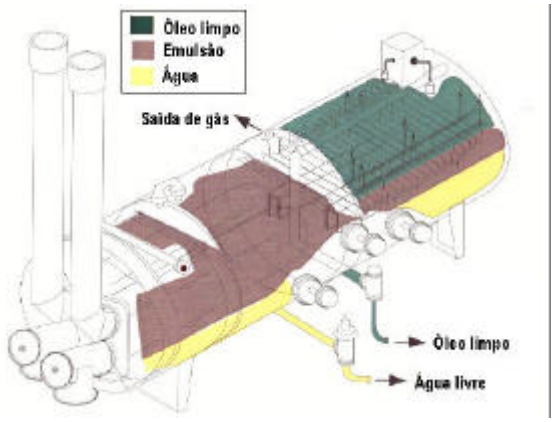


Fig. 1.5. Dessalgadora horizontal

1.7. Tratamento do gás úmido e rico

A presença de vapor d' água no gás na área de produção é também problemática. O gás contendo vapor d'água é denominado gás úmido. Existem dois métodos de se tratar o gás úmido. Talvez seja o objetivo principal do produtor comercializar o petróleo proveniente do reservatório, considerando o gás um subproduto. Nesse caso, o gás é queimado sob estritos controles industriais e ambientais. Por outro lado, se a finalidade do produtor é vender o gás, o gás será tratado para remoção do vapor d'água.

Assim como a água presente no óleo gera problemas potenciais de corrosão, o vapor d'água no gás, a se esfriar, é suscetível de formar sólidos indesejáveis chamados hidratos. O acúmulo dos hidratos numa tubulação é capaz de bloqueá-la parcial ou totalmente.

Formam-se os hidratos ao condensar o vapor d' água do gás. Enquanto o gás estiver no reservatório do subsolo, costuma estar morno ou quente. À medida que sobe à superfície, no entanto, resfria-se gradualmente, podendo formar-se hidratos à medida que o vapor d'água condense. O tempo frio desempenha também papel importante na formação dos hidratos.

Para se evitar a condensação do vapor d' água, o gás úmido é tratado em muitos casos por um aquecedor indireto. O aquecedor indireto consiste de dois tubos no interior de um vaso. Um deles é o tubo de fogo. Acima do tubo de fogo existe um feixe de tubos através do qual flui o gás (chamado feixe pelo fato de ser curvado para um lado e para outro). Tanto o tubo de fogo como o feixe de tubos está circundado por água. O tubo de fogo aquece a água, que por sua vez aquece o gás que passa pelo feixe de tubos, aquecendo assim o gás úmido, inibindo a formação dos hidratos.

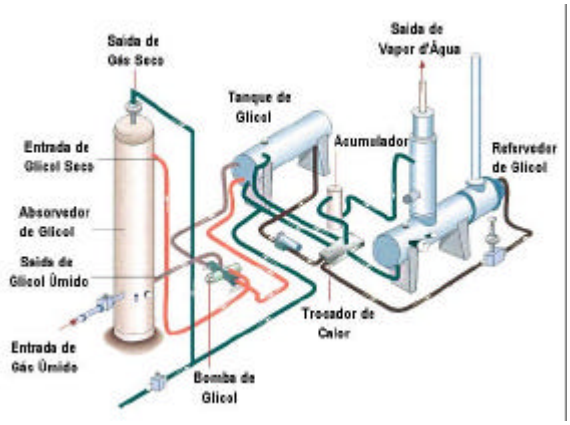


Figura 1.6. Desidratação do gás com glicol

O equipamento mais comum para a desidratação do gás é o absorvedor de glicol (ou desidratador). O glicol usado para desidratar o gás úmido é por sua vez regenerado num refervedor de glicol, para ser reutilizado.

Uma vez solucionado o problema do aquecimento do gás, os produtores devem enfrentar o desafio de remover o vapor d ' água antes que o gás possa ser entregue a uma empresa de oleodutos.

O processo de remover o vapor d'água do gás úmido se denomina desidratação, sendo efetuado num vaso denominado desidratador. Entre os tipos mais comuns se acha o desidratador com glicol. O glicol é um líquido que absorve água, sendo efetivamente reciclado durante o processo de desidratação

pelo fato de ter ponto de ebulição muito mais elevado do que a água.

1.8. Desidratação do gás úmido

O gás úmido entra pelo fundo do vaso de desidratação, ao passo que o glicol seco entra no vaso pela parte de cima (ver a Figura 6). O glicol seco é glicol sem nenhum teor de água. O gás sobe e o glicol desce através de uma série de bandejas perfuradas com borbulhadores instalados acima das perfurações. À medida que o gás úmido se eleve através das perfurações, acumula-se por debaixo dos borbulhadores, borbulhando através do glicol que já está depositado sobre cada bandeja. O vapor d'água passa do gás para o glicol, o gás sai do vaso pela parte de cima sob forma de gás seco.

O glicol úmido sai pelo fundo do vaso e vai até um regenerador. O regenerador aquece o glicol úmido, fazendo com que a água se evapore, deixando apenas glicol seco que retoma para o vaso de desidratação.

2. Armazenamento, Medição e Analise de Petróleo

2.1. Introdução

O petróleo deve satisfazer determinadas especificações para poder entrar no sistema de transportes. Em vista disto, o petróleo tratado aguarda a transferência de custódia em um ou mais tanques de armazenamento nas áreas de produção. Os tanques são fabricados de modo a permitir medição acurada do volume e da qualidade do petróleo, bem como para fins de controle da transferência de custódia para o transportador.

O número de tanques de armazenamento num local de produção é determinado por um teste de potencial. Mede-se no teste de potencial a maior quantidade de óleo e de gás que um poço pode produzir num período de 24 horas, sob determinadas condições padrão.

Nas situações de transferência automática de custódia, instrumentos no interior dos tanques de armazenamento controlam qual a quantidade de petróleo que é transferi da e quando será feita a transferência.

2.2. Teste de poço

O petróleo que tenha sido separado e tratado é movimentado através de tubulações e armazenado em vasos cilíndricos de aço denominados vasos ou tanques de armazenamento de produção. Um campo de produção pode ter um só tanque ou diversos. O agrupamento de tanques de armazenamento se chama bateria de tanques.

Como é que o produtor determina o tipo e a quantidade de tanques de que necessita?

A seleção do conjunto de tanques adequados baseia-se num outro agrupamento de equipamentos de produção que compreende um separador de teste e um tanque de armazenamento .

O produtor irá conduzir inicialmente um teste de potencial num poço para verificar informações importantes a respeito do reservatório. Conforme já mencionamos, o teste de potencial mede a maior quantidade de óleo e gás que um poço será capaz de produzir num período de 24 horas, sob determinadas condições.

Durante esse período, o petróleo irá passar através de um separador de teste, sendo que o gás separado passa por um medidor de placa de orifício para determinar sua quantidade, e o líquido separado é bombeado para um tanque de armazenamento.

Completado o período de teste, o óleo acumulado no tanque de armazenamento é medido, podendo isto ser feito de três maneiras diferentes. Em primeiro lugar, pode ser medida manualmente, utilizando-se uma trena de aço. No segundo método, o óleo pode também ser medido mediante um dispositivo automático de medição em linha chamado de medidor em linha. O medidor em linha tem sondas especiais com sensores que detectam quanto óleo a atravessa. Em terceiro lugar, o óleo pode ser medido mediante a utilização de um separador de medição. O separador de medição é um separador de teste ao qual estão ligados medidores de volume especiais. Muitos separadores de teste são portáteis, podendo ser utilizados em diversos locais de produção. Tanto o medidor de linha de petróleo como o separador de medição são capazes de medir o conteúdo de água no óleo.

Uma vez que o produtor tenha realizado um teste inicial de potencial, estará determinada a capacidade de produção diária do reservatório, podendo, assim, selecionar os meios adequados de armazenamento em tanques. As

condições do mercado e os regulamentos governamentais desempenham também, evidentemente, papel vital na determinação da capacidade de armazenamento.

Realizam-se com regularidade, durante a vida de produção de um reservatório, testes de potencial para catalogar seu fluxo de produção.

2.3. Tanques de armazenamento de produção

O tanque de armazenamento de produção é um vaso cilíndrico que tem duas utilidades vitais, isto é: medir com precisão a produção do petróleo, e armazenar com segurança o petróleo volátil e inflamável.

Existem dois tipos de tanques de armazenamento: os aparafusados e os soldados. Os tanques aparafusados são apropriados para as operações em campo de produção de óleo, pelo fato de serem montados e desmontados com facilidade. Aparafusam-se entre si chapas de aço curvas, com aproximadamente 1,5 m de largura por 2,5 m de comprimento, criando-se assim um tanque cilíndrico. Os trabalhadores instalam juntas com os parafusos, para impedir vazamento.

Uma vez que o volume do petróleo é altamente influenciado pelas mudanças de temperatura, o tanque é dotado de válvulas de pressão e vácuo para permitir a "respiração" durante as mudanças de temperatura e durante o enchimento ou esvaziamento do tanque.

Os tetos dos tanques são normalmente de formato cônico, com o vértice tendo altura entre 2,5 a 30 cm em relação ao horizontal. Existem vários tipos de tetos de tanques. Entre os mais comuns é o teto cônico auto-sustentado. Foram criados tetos que permitam reduzir a perda de vapores de petróleo, podendo, de acordo com o respectivo fabricante, ser tetos flutuantes, tetos fixos com selo interno ou tetos de domos. Em muitos desses projetos o teto fica flutuando acima do petróleo, dependendo da profundidade de óleo no tanque.

A vantagem dos tanques soldados é que são virtualmente à prova de vazamento. Os tanques menores podem ser fabricados numa oficina e embarcados prontos; os maiores, no entanto, devem ser soldados no campo por soldadores especialmente treinados.

Uma vez determinado o local dos conjuntos de tanques de produção, constrói-se uma fundação feita de saibro, pedra, areia ou cascos para se adequar a base do tanque antes que o tanque seja posicionado ou construído na área.

Figura 1.7. Tanques cilíndricos verticais

A linha de saída fica uns 30 cm acima do fundo do tanque. Essa altura de 30 cm deixa espaço para acumular o BSW abaixo da saída de venda. Dessa forma tanto o produtor quanto o transportador têm segurança de que irá entrar no caminhão ou no oleoduto somente óleo proveniente de determinado tanque.

Uma escotilha montada no teto do tanque, é utilizada para dar acesso ao petróleo para fins de medição de volume e para amostragem. Uma saída de drenagem no fundo permite drenar o BSW.

A parte externa do tanque é tratada com tintas especiais para proteção contra a corrosão, bem como para atenuar os efeitos das mudanças de temperatura. Isto tem especial importância em regiões como o Canadá, onde as temperaturas podem mudar do extremo calor para o extremo frio num período de seis meses.

As partes internas dos tanques não são pintadas, exceto pelo uso recente de tintas á base de epóxi próximo ao fundo do tanque. As tintas, à base de epóxi, usadas nesta faixa pintada combatem a ação corrosiva da água que se deposita no fundo dos tanques.

Uma região de produção possui geralmente um volume de armazenamento de óleo suficiente para três a sete dias de produção. É prática comum adotar uma bateria de dois tanques, pois um dos tanques pode ser enchido enquanto o outro está sendo esvaziado.

Os fabricantes de tanques de armazenamento seguem diretrizes industriais específicas no projeto e na fabricação dos tanques. Entre as especificações que adotam estão as estabeleci das pelo Instituto Americano do Petróleo (API).

De acordo com as especificações do API, por exemplo, um tanque que acomode 750 barris de petróleo deve ter um diâmetro interno de 4,7 m uma altura de costado de 7.3 m. O ÁPI especifica também a espessura do aço e outros níveis de pressão para garantir a integridade dos tanques.

Fig. 1.8. Tanques esféricos

2.4. Arqueamento de tanques

Embora os tanques sejam construídos de acordo com determinadas especificações, a indústria é meticulosa no que tanque à medição acurada do petróleo. Assim sendo, antes que um tanque seja usado em qualquer aplicação no campo, é submetido a um processo denominado arqueação de tanque. Trata-se de um processo de medição executado geralmente por um arqueador de tanques contratado para esse fim. Depois que o arqueador de tanque tiver medido a circunferência, a profundidade, a espessura das paredes do tanque e as conexões com o oleoduto, ele pode elaborar uma tabela de arqueação. Essa tabela é uma tabela oficial da capacidade de armazenamento do tanque geralmente por incrementos de um milímetro, e que irá servir de base para todos os futuros cálculos das quantidades de petróleo no tanque .

2.5. Medição manual da quantidade e qualidade de petróleo

Antes que as regiões de produção comecem as análises e as medições regulares dos produtos, devem chegar a um consenso com o comprador quanto as análises que o comprador vai exigir, e como as análises devem ser realizadas. Podem variar de campo para campo tanto os tipos quanto os métodos de análises.

2.6. Questões de segurança

Os operadores devem aplicar procedimentos de segurança durante as análises e medições. Uma vez que gases perigosos podem escapar ao se abrir a escotilha de medição, os operadores devem portar consigo um detector de gás sulfídrico em devido estado de funcionamento. Os tanques jamais devem ser medidos durante o tempo ruim, sendo que, ao abrirem a escotilha, os operadores devem posicionar-se um lado para que o vento possa soprar as vapores do tanque para longe deles.

Sempre existe a possibilidade de haver um incêndio num parque de tanques. Devem existir ao mesmo tempo três condições para que um incêndio possa ocorrer: combustível sob forma de vapor, ar nas proporções certas para com o vapor, de modo a se formar uma mistura explosiva e uma fonte de ignição. Os operadores devem utilizar lâmpadas de mão à prova de explosão, e ter certeza de que a trena está em contato com a escotilha ao levantar ou abaixar, de modo a manter o aterramento.

2.6. Medição e análises

Verifica-se geralmente em intervalos de 24 horas, num local de produção, os volumes de óleo, gás e água salgada. Efetuam-se também com regularidade diversas análises da qualidade do petróleo, que incluem temperatura, peso específico, e teor de BSW. Antes de se proceder à medição ou as análises, o tanque deve ser isolado da produção.

Existem dois métodos comuns de medição do volume, sendo que o primeiro é o procedimento de medição indireta que se faz por meio de prumo e que se aplica da seguinte maneIra:

1. Registre a altura de referência, isto é, a distância entre o fundo do tanque e um

ponto de referência na escotilha, predeterminado e confirmado durante o processo de arqueamento.
2. Aplique uma camada de pasta de medição ao prumo. Trata-se de uma pasta especial que muda de cor ao ser abaixado para dentro do petróleo, o que facilita leituras de medição.
3. Abaixe lentamente o prumo para dentro do tanque até que penetre na superfície do fluido, e continue a abaixá-lo até atingir a número inteiro mais próximo no ponto de referência na escotilha.
4. Registre esse número.
5. Suspenda o prumo e registre a marcação do prumo, com uma aproximação de um milímetro .
6. Para determinar a altura do óleo no tanque, calcule o comprimento da trena desde o ponto de referência até a marca no prumo.
7. Subtraia a altura de referência para determinar a altura do óleo no tanque-
8. Consulte a tabela de argueação para determinar o volume do óleo.
9. Realize a medição duas vezes, para garantir exatidão.

O segundo método para medir volumes é um procedimento direto .

1. Aplique pasta de marcação na fita em local aproximado da medição, e abaixe a fita para dentro do tanque até que o prumo toque a mesa de medição situada no fundo do tanque, ou até que a leitura na trena corresponda a altura de referência.
2. Recupere a fita, e registre a marca do óleo na fita com uma aproximação de um milímetro. Este valor corresponde a altura de produto no tanque-
3. Consulte a tabela de medição para determinar o volume do óleo.
4. Realize a medição duas vezes, para garantir exatidão.

A qualidade do petróleo nos tanques de armazenamento da área de produção pode ser submetida a análises manuais ou automáticas. As análises manuais são exigidos para transferências de custódia. O método mais comum de se realizarem as análises manuais é mediante amostrador ou coletor de amostras. O coletor de amostra é um vaso de corte transversal redondo com cerca de 40 cm de comprimento e 5 cm de diâmetro, fabricado de um metal que não produz centelhas, tal como o latão. É acionado por uma mola e possui uma válvula que pode ser acionada a partir do teto, captando assim uma amostra. É projetado para retirar amostras a aproximadamente 1 cm do fundo do tanque.

Um método mais desejável, embora seja mais difícil de realizar é o método de amostragem por garrafa. Utiliza-se uma garrafa ou um vasilhame com capacidade de cerca de um litro, com rolha e conjunto de cordas.

Neste método, uma garrafa vedada é abaixada até a profundidade desejada, removendo-se em seguida a tampa. Ao ser recuperada na velocidade correta, a garrafa estará cheia em três quartas partes. Caso não seja assim, o processo deve ser iniciado de novo.

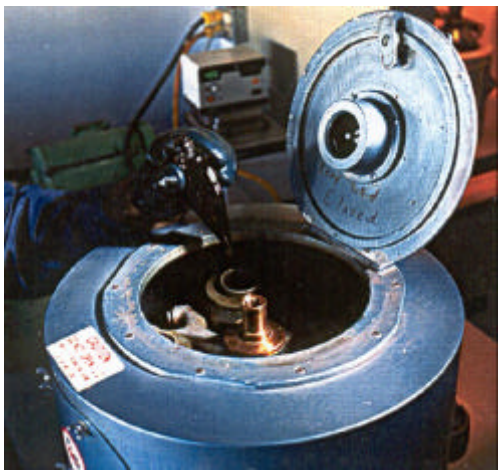


Figura 1.9. Amostragem

As amostras são retiradas geralmente de diversas seções do tanque. A amostra "corrida" é aquela captada pelo método de amostragem por garrafa desde o fundo da conexão de saída até a superfície. A amostra de ponto individual ("spot") é aquele que seja retirada por qualquer método em determinado local do tanque.

O método de amostragem por garrafa para tanques, mostrado na Fig. 8, consiste simplesmente de um vasilhame de cerca de um litro com tampa.

Ao se realizarem análises de qualidade para transferência de custódia, deverão estar presentes representantes de ambos os interessados. O operador preenche uma caderneta de medição onde indica as condições de produção, o produtor; o transportador; o número de tanque, e a data.

Registra também três outras medidas cruciais, quais sejam: temperatura, BSW, e densidade.

O volume do petróleo varia de acordo com a temperatura. Adota-se na indústria uma norma de volumes de óleo entregues em temperatura de 15,55° C (60° F). A temperatura do petróleo é medida com um termômetro especial para tanque, sendo que, ao aplicar uma tabela de conversão e a medida do volume, o operador consegue determinar o volume do tanque a 15,55° C (60° F).

A segunda medida diz respeito ao teor de BSW. O comprador paga tão somente pelo petróleo. Assim sendo, o teor de BSW deve ser determinado e deduzido do volume total. Realiza-se, numa amostra tirada pela escotilha, uma centrifugação. Utiliza-se nesta análise um recipiente de vidro graduado, que indica a porcentagem de BSW uma vez completado o procedimento de centrifugação.

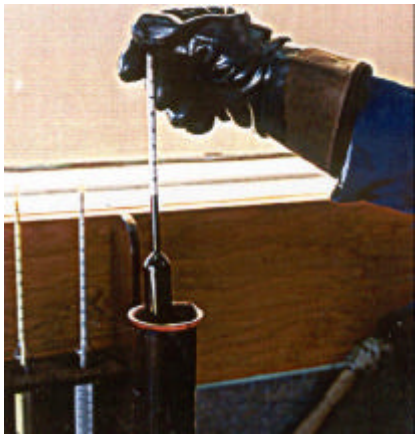


Fig. 1.10. Medição da densidade

A análise final é a de grau API. Utiliza-se um densímetro para ler o grau API a 15,6 ^{o}C (60 ° F). Estão disponíveis também tabelas de conversão ao se ler o grau API numa temperatura diferente, para se poder determinar o grau API do óleo a 60° F.

As medições de grau API têm conseqüências financeiras consideráveis, uma vez que os petróleos mais leves são geralmente mais valiosos do que os mais pesados, pelo fato de exigirem menor refinamento. Tanto mais alta a leitura do grau API, mais leve é o óleo.

2.6. Transferência de custódia automática

Os tanques de armazenamento fazem parte do sistema de transferência automática de custódia. Ao se efetuar a transferência automática do petróleo, os instrumentos automáticos dos tanques de armazenamento iniciam o processo de transferência.

Os tanques de armazenamento são equipados com chaves de nível baixo e de nível alto, e iniciam as transferências de custódia de acordo com os níveis de petróleo dentro do tanque de armazenamento.

Os tanques de produção desempenham outra importante função, além do armazenamento em si. Absorvem quaisquer surtos de pressão devidos ao fluxo de óleo que possam ter-se acumulado durante o processamento do petróleo na área de produção A unidade automática necessita de uma vazão consistente para poder medir o volume com exatidão, bem como para evitar avarias de seus componentes.

Uma bomba centrífuga ou de engrenagens é um dos principais componentes do sistema automático de transferência de custódia. Tão logo o volume de petróleo atinja a chave de nível alto do tanque de armazenamento, a bomba é ligada. O óleo é aspirado do tanque de armazenamento através de uma linha até que os volumes atinjam a chave de nível baixo, ao que a bomba se desliga automaticamente.

A chave de nível baixo está situada de tal forma que o nível do líquido seja mantido acima da saída do tanque de armazenamento. A sua localização também impede a penetração de ar e vapores para dentro da linha de sucção das bombas.

Além da bomba, o sistema de transferência automática de custódia possui:

1. Sonda e monitor para medir o teor de BSW;
2. Amostrador automático que retira automaticamente determinados volumes de óleo transferido;
3. Um dispositivo para medir a temperatura do óleo;
4. Uma válvula de recirculação para prevenir transferência de óleo ruim;
5. Um medidor para registrar o volume de óleo transferido;
6. Um sistema de monitoração para desligar a unidade caso ocorra mau funcionamento;

7. Um dispositivo para permitir o acesso durante a medição ou aferição do medidor.

A seqüência talvez apresente pequenas variações de um sistema para outro. A maioria dos sistemas de transferência automática de custódia é dotada também de fIltros para eliminar os detritos, e desaeradores para expulsar o ar ou gás arrastado.

2.7. Do tanque para o medidor

Conforme mencionado antes, uma parte das funções do sistema automático de controle de nível do tanque de armazenamento é evitar que ar e vapor penetrem na linha de sucção das bombas. Esse ar e vapor, além de danificar a bomba e outros componentes do sistema, podem ser medidos erroneamente como se fossem óleo, ocupando espaço improdutivo na linha de transferência.

É comum se instalar um filtro entre o tanque de armazenamento e a bomba para remover partículas grandes de sedimentos ou borra que possam ainda estar presentes no petróleo, uma vez que isto também seria passível de danificar os equipamentos ou de causar medições inexatas.

A principal função da unidade de bomba é transferir o 'petróleo com pressão e vazão constantes. Bombas de tipo centrífuga ou de engrenagens são utilizadas nestes sistemas pelo fato de proporcionarem mais suave e mais uniforme do que as bombas alternativas ou de pistão.

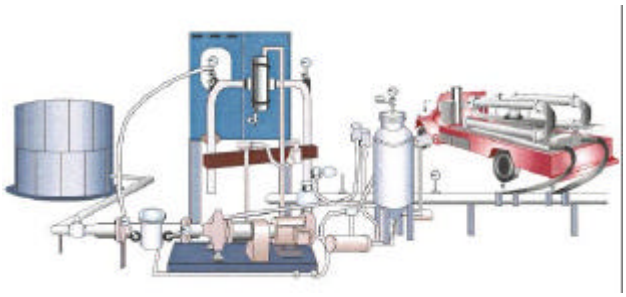


Figura 1.11. Unidade de Amostragem automática e medição de volumes.

Um valor constante de pressão tem importância crítica uma vez que a variação da pressão irá afetar a medição dos volumes transferidos. O volume do óleo é afetado pela pressão, que é medida num valor padrão de (pressão atmosférica padrão de 101,325 kPa absoluto ou 0 kPa manométrico (0 psig).

Não se requer que óleo seja entregue à pressão de 0 kPa ab, o óleo deve ser entregue sob pressão uniforme, sendo que um simples cálculo matemático converte a pressão de transferência de custódia para o valor padrão. Não sendo constante a pressão, por outro lado, é impossível efetuar a conversão acurada.

A função essencial da sonda de BSW, mostrada na Fig. 10, é impedir que entre óleo ruim no sistema de transporte.

Uma vez passando pela bomba, o óleo flui através de uma sonda de BSW. Embora possa variar a localização da sonda BSW, fica situada em muitos casos logo a jusante da bomba. As normas da indústria não determinam a posição da sonda BSW, porém, essas sondas devem estar localizadas em ponto inicial do processo de medição para que o óleo ruim possa ser recirculado para o local de produção. A função principal da sonda BSW é impedir a penetração no sistema de transporte do óleo contaminado com água emulsionada ou mesmo livre.

A sonda BSW mede a capacitância ou a constante dielétrica do líquido que flui. A constante dielétrica é uma propriedade física de uma substância que reflete a capacidade dessa substância de manter uma carga elétrica. A constante dielétrica é um valor atribuído a uma substância, associada à sua capacidade de ser isolante elétrica. Uma substância que seja bom isolante possui alta constante dielétrica e um mau isolante baixa constante dielétrica. A constante dielétrica é uma característica de cada substância pura.

A constante dielétrica do óleo é mais elevada do que a da água. A medida que o petróleo flui pela sonda de BSW, a sonda percebe as diferenças da constante dielétrica e transmite essa informação para o painel do monitor. Dessa maneira, o painel determina o teor de BSW, indicando se está dentro dos limites aceitáveis. Caso os limites aceitáveis sejam ultrapassados, o óleo ruim é ou desviado de volta para o local de produção para reprocessamento ou o sistema faz soar um alarme e se desliga antes que qualquer óleo ruim passe pelo medidor.

A maioria dos sistemas automáticos de transferência de custódia é dotada da sonda BSW e de desaerador, que permite a saída ou a expulsão para a atmosfera de qualquer ar ou gás que tenha sido arrastado. Ao sair do desaerado1; o liquido deverá conter quantidades mínimas de água e ar; resultando

daí menor desgaste do medidor e menor ocupação de espaço no oleoduto ou caminhão.

O passo seguinte é o sistema automático de amostragem, que começa com uma sonda de amostragem. Antes de chegar na sonda de amostragem, o óleo percorreu um trecho de linha que compreende três curvas de 90°. A turbulência é forte e o teor de BSW está homogeneamente distribuído e portanto uma amostra captada a essa altura será muito acurada.

Um pulso eletrônico proveniente de um medidor a jusante aciona um tubo ou um pistão na sonda de amostragem. Uma vez ativada a sonda de amostragem aspira pequenos volumes de óleo a intervalos regulares para que as amostras correspondam às vazões medidas durante o processo de transferência.

As amostras são desviadas da sonda para um vaso de armazenamento pressurizado, projetado para evitar a perda dos hidrocarbonetos leves, e para manter as amostras sem contaminação até que sejam submetidas a análises para verificar a qualidade. Essas amostras estabelecem o teor de BSW, sendo que o preço é estabelecido posteriormente, subtraindo-se o teor de BSW do volume total.

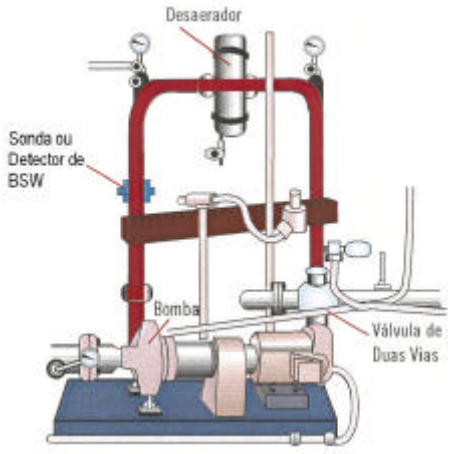


Figura 1.12. Sonda de BSW

Antes de atingir o medidor, o óleo flui através de duas válvulas. Essas válvulas são utilizadas para desviar o fluxo do óleo quando o medidor é submetido a um processo de aferição, que consiste essencialmente em se verificar a sua precisão comparando-se as suas medições com um volume conhecido. O processo de verificação será descrito mais adiante; sendo importante, por enquanto, observar a localização dessas válvulas.

2.8. Do medidor em diante

Terminada a fase de processamento na área de produção, tendo sido determinados o volume e a qualidade, o óleo está pronto para entrar no sistema de transporte. O mais importante componente individual do sistema automático de transferência de custódia é o medidor.

O medidor é um conjunto complexo de compensadores, monitores e contadores projetado para medir com exatidão o volume do óleo a determinada temperatura e pressão. Enquanto esses valores se mantenham constantes, ou pelo menos mensuráveis, um simples cálculo de conversão indica o volume entregue de acordo com as condições padrão de 15,6 ^{o}C (60° F) e 101,325 kPa ab ou 0 kPa manométrico.

Os dois tipos de medidores mais comuns são o medidor de deslocamento positivo e a turbina.

2.9. Calibração do medidor

Os medidores são dispositivos mecânicos sujeitos a desgaste. A manutenção conscienciosa pode minimizar o desgaste, mas cada medidor sofre um efeito mínimo de deslizamento. O deslizamento é a quantidade de líquido que escorre entre os rotores do medidor e a carcaça. Contanto que a vazão seja constante, o deslizamento pode ser medido. O deslizamento irá mudar no decorrer de um longo período, portanto é preciso efetuar aferição regular do medidor.

A calibração do medidor determina quanto petróleo está escapando sem ser medido. O medidor recebe um fator de medidor uma vez que o processo de aferição tenha sido realizado, para determinar o volume verdadeiro em comparação com o volume registrado no medidor. Podem ocorrer duas coisas. ou o medidor está ajustado para refletir o verdadeiro volume, ou o fator do medidor é aplicado matematicamente para calcular o volume verdadeiro a partir da leitura do medidor.

Decidir qual a ação a tomar depende geralmente do local em que o medidor está instalado. O ajuste do medidor ou os cálculos talvez não sejam necessários, por exemplo, em locais de produção que produzem pequenos

volumes, caso a diferença seja insignificante. Por outro lado, uma diferença insignificante com pequenos volumes pode representar centenas de barris não registrados nas transferências com grande volume. Assim sendo, ocorrem cálculos ou freqüentes ajustes de medidores com transferências de alto volume para se poder conseguir exatidão quase absoluta.

Dois dispositivos comuns utilizados nas aferições dos medidores são o provador tipo tanque aberto e o provador tipo tubular. Outra abordagem menos comum é o uso de um medidor mestre em série com o medidor. O medidor mestre é um medidor calibrado que mede o mesmo fluxo que o medidor da unidade, sendo comparados e em seguida os volumes registrados.

Embora a comparação entre volumes seja a função primordial do dispositivo de calibração, a comparação deve ainda ser convertida para a temperatura padrão de 15,6 ^{o}C e a pressão padrão de 101,325 kPa. Assim como a temperatura e a pressão afetam os volumes de óleo durante a transferência de custódia, fazem também com que o volume do provador flutue. Em vista disto, os volumes observados são multiplicados por determinados fatores de correção para fins de medição acurada na temperatura e na pressão padronizadas.

Os fatores de correção incluem:

1. correção para a temperatura do provador de aço
2. correção para a pressão do provador de aço
3. correção para a temperatura do líquido no provador e no medidor, e
4. correção para a pressão do líquido no provador e no medidor.

Estão disponíveis tabelas de conversão do API para permitir a conversão rápida.

Nem todos os cálculos são necessários o tempo todo. Por exemplo, numa situação em que o provador de tanque aberto já está a 101,325 kPa , sendo o medidor da unidade também calibrado para 101,325 kPa, não há necessidade de correção de pressão. Além do mais, alguns medidores com sistema de provadores tubulares compensam automaticamente os fatores de temperatura.

O sistema de transferência automática de custódia esta conectado ao provador através das duas válvulas. Os provadores tipo tanque aberto são portáteis, em muitos casos, sendo deixados abertos para a atmosfera ou ligados com um sistema de recuperação de vapor. Uma vez o provador ligado com alinha de fluxo, o líquido passa através do medidor e para dentro do provador. O volume registrado no medidor é então comparado com o volume assinalado num indicador de vidro no provador, que tem capacidade de ler o volume total do provador, com um grau de precisão de 0,02 por cento.

Um tipo de provador tubular é o de tipo bidirecional em U. Este dispositivo é bastante comum nas aferições de medidores em oleodutos em virtude de sua similaridade com as configurações dos oleodutos.

Durante o procedimento de aferição, o líquido é desviado através do provador e de volta para dentro do oleoduto, à montante ou à jusante do medidor da unidade. O volume registrado no medidor é comparado com o volume que fluía através do provador tubular, calculando-se então o fator do medidor.

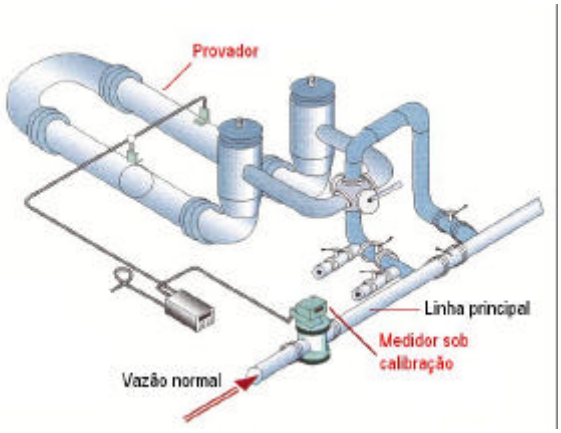


Figura 1.13. Provador de vazão

O provador de vazão bidirecional, em forma de U (Fig. 15) é um método de realização das calibrações dos medidores. As válvulas de conexão do provador ligam-no com o restante do sistema automático de transferência de custódia.

Deve-se conhecer os os cálculos exigidos, antes de efetuar as aferições. A operação dos equipamentos de calibração exige treinamento juntamente com a compreensão da maneira como a pressão e a temperatura afetam os volumes de líquidos e dos elementos feitos de aço.

2. Medições Auxiliares

1. Instrumentação

1.1. Conceito e aplicações

A instrumentação é o ramo da engenharia que trata do projeto, fabricação, especificação, montagem, operação e manutenção dos instrumentos para a medição, alarme, monitoração e controle das variáveis do processo industrial. As variáveis tipicas incluem mas não se limitam a pressão, temperatura, vazão, nível e análise.

As indústrias que utilizam os instrumentos de medição e de controle do processo, de modo intensivo e extensivo são: química, petroquímica, refinaria de petróleo, têxtil, borracha, fertilizante, herbicida, papel e celulose, alimentícia, farmacêutica, cimento, siderúrgica, mineração, vidro, nuclear, hidrelétrica, termelétrica, tratamento d'água e de efluentes.

Os instrumentos estão associados e aplicados aos seguintes equipamentos: caldeira, reator, bomba, coluna de destilação, forno, queimador, refrigerador, aquecedor, secador, condicionador de ar, compressor, trocador de calor e torre de resfriamento.

1.2. Disciplinas relacionadas

O projeto completo do sistema de controle de um processo envolve vários procedimentos e exige os conhecimentos dos mais diversos campos da engenharia, tais como:

a mecânica dos fluidos, para a especificação das bombas, o dimensionamento das tabulações, a disposição de bandejas da coluna de destilação, o tamanho dos trocadores de calor, a potência dos compressores.

a transferência de calor, para a determinação da remoção do calor dos reatores químicos, pré-aquecedores, caldeiras de recuperação e o dimensionamento dos condensadores.

a cinética das reações químicas, para o dimensionamento dos reatores, para a escolha das condições de operação (pressão, temperatura e nível) e dos catalisadores,

a termodinâmica, para o calculo da transferência de massa, do número e da relação das placas de refluxo e das condições de equilíbrio do reator.

Esses conhecimentos auxiliam na escolha e na aplicação do sistema de controle automático associado ao processo. Os modelos matemáticos, as analogias e a simulação do processo são desenvolvidos e dirigidos para o entendimento do processo e sua dinâmica e finalmente para a escolha do melhor sistema de controle.

A especificação dos instrumentos requer o conhecimento dos catálogos dos fabricantes e das funções a serem executadas, bem como das normas, leis e regulamentações aplicáveis.

A manutenção dos instrumentos exige o conhecimento dos circuitos mecânicos, pneumáticos e eletrônicos dos instrumentos, geralmente fornecidos pelos fabricantes dos instrumentos. Para a manutenção da instrumentação pneumática exige-se a habilidade manual e uma paciência bovina para os ajustes de elos, alinhamento de foles, estabelecimento de ângulos retos entre alavancas, colocação de parafusos em locais quase inacessíveis. A manutenção dos instrumentos eletrônicos requer o conhecimento da eletrônica básica, do funcionamento dos amplificadores operacionais e atualmente das técnicas digitais. O fabricante honesto fornece os circuitos eletrônicos e os diagramas de bloco esquemáticos dos instrumentos.

Para a sintonia do controlador e o entendimento dos fenômenos relativos ao

amortecimento, à oscilação e à saturação é útil o conhecimento rigoroso dos conceitos matemáticos da integral e da derivada. A analise teórica da estabilidade do processo requer uma matemática transcendental, envolvendo a função de transferência, os zeros e os pólos de diagramas, as equações diferenciais, a transformada de Laplace e os critérios de *Routh-Hurwitz*.

2. Vantagens e Aplicações

Nem todas as vantagens da instrumentação podem ser listadas aqui. As principais estão relacionadas com a qualidade e com a quantidade dos produtos, fabricados com segurança e sem subprodutos nocivos. Há muitas outras vantagens. O controle automático possibilita a existência de processos extremamente complexos, impossíveis de existirem apenas com o controle manual. Um processo industrial típico envolve centenas e até milhares de sensores e de elementos finais de controle que devem ser operados e coordenados continuamente.

Como vantagens, o instrumento de medição e controle

1. não fica aborrecido ou nervoso,
2. não fica distraído ou atraído por pessoas bonitas,
3. não assiste a um jogo de futebol na televisão nem o escuta pelo rádio,
4. não pára para almoçar ou ir ao banheiro,
5. não fica cansado de trabalhar,
6. não tem problemas emocionais,
7. não abusa seu corpos ou sua mente,
8. não tem sono,
9. não folga do fim de semana ou feriado,
10. não sai de férias,
11. não reivindica aumento de salário.

Porém, como desvantagens, o instrumento

1. sempre apresenta erro de medição
2. opera adequadamente somente quando estiver nas condições previstas pelo fabricante,
3. requer calibrações periódicas, para se manter exato requer manutenção preventiva ou corretiva, para que sua precisão se mantenha dentro dos limites estabelecidos pelo fabricante e se essa manutenção não for correta, ele se degrada ao longo do tempo,
4. é provável que algum dia ele falhe e pela lei de Murphy, esta falha geralmente acontece na pior hora possível e pode acarretar grandes complicações.

2.1. Qualidade do Produto

A maioria dos produtos industriais é fabricada para satisfazer determinadas propriedades físicas e químicas. Quanto melhor a qualidade do produto, menores devem ser as tolerâncias de suas propriedades. Quanto menor a tolerância, maior a necessidade dos instrumentos para a medição e o controle automático.

Os fabricantes executam testes físicos e químicos em todos os produtos feitos ou, pelo menos, em amostras representativas tomadas aleatoriamente das linhas de produção, para verificar se as especificações estabelecidas foram atingidas pela produção. Para isso, são usados instrumentos tais como densitômetros, viscosímetros, espectrômetros de massa, analisadores de infravermelho, cromatógrafos e outros.

Os instrumentos possibilitam a verificação, a garantia e a repetitividade da qualidade dos produtos.

Atualmente, o conjunto de normas ISO 9000 exige que os instrumentos que impactam a qualidade do produto tenham um sistema de monitoração, onde estão incluídas a manutenção e calibração documentada deles.

***Fig. 2.1**. Medição de nível*

2.2. Quantidade do Produto

As quantidades das matérias primas, dos produtos finais e das utilidades devem ser medidas e controladas para fins de balanço do custo e do rendimento do processo. Também é freqüente a medição de produtos para venda e compra entre plantas diferentes.

Os instrumentos de indicação, registro e totalização da vazão e do nível fazem a aquisição confiável dos dados através das medições de modo continuo e preciso.

Os instrumentos asseguram a quantidade desejada das substâncias.

Fig. 2.2. *Estação de transferência de produtos*

2.3. Economia do Processo

O controle automático economiza a energia, pois elimina o superaquecimento de fornos, de fornalhas e de secadores. O controle de calor está baseado geralmente na medição de temperatura e não existe nenhum operador humano que consiga sentir a temperatura com a precisão e a sensitividade do termopar ou da resistência.

Instrumentos garantem a conservação da energia e a economia do processo .

2.4. Ecologia

Na maioria dos processos, os produtos que não são aproveitáveis e devem ser jogados fora, são prejudiciais às vidas animal e vegetal. A fim de evitar este resultado nocivo, devem ser adicionados agentes corretivos para neutralizar estes efeitos. Pela medição do pH dos efluentes, pode se economizar a quantidade do agente corretivo a ser usado e pode se assegurar que o efluente esteja não agressivo. Os instrumentos garantem efluentes limpos e inofensivos.

2.5. Segurança da Planta

Muitas plantas possuem uma ou várias áreas onde podem estar vários perigos, tais como o fogo, a explosão, a liberação de produtos tóxicos. Haverá problema, a não ser que sejam tomados cuidados especiais na observação e no controle destes fenômenos. Hoje são disponíveis instrumentos que podem detectar a presença de concentrações perigosas de gases e vapores e o aparecimento de chama em unidades de combustão. Os instrumentos protegem equipamentos e vidas humanas.

Fig.2.3*. Plataforma: uma área de risco*

2.6. Proteção do Processo

O processo deve ter alarme e proteção associados ao sistema de medição e controle. O alarme é realizado através das mudanças de contatos elétricos, monitoradas pelos valores máximo e mínimo das variáveis do processo. Os contatos dos alarmes podem atuar (ligar ou desligar) equipamentos elétricos, dispositivos sonoros e luminosos.

Os alarmes podem ser do valor absoluto do sinal, do desvio entre um sinal e uma referência fixa e da diferença entre dois sinais variáveis.

É útil o uso do sistema de desligamento automático ou de trip do processo. Deve-se proteger o processo, através de um sistema lógico e seqüencial que sinta as variáveis do processo e mantenha os seus valores dentro dos limites de segurança, ligando ou desligando os equipamentos e evitando qualquer seqüência indevida que produza condição perigosa.

Os primeiros sistemas de intertravamento utilizavam contatos de reles, contadores, temporizadores e integradores. Hoje, são utilizados os Controladores Lógicos Programáveis (CLP), a base de microprocessadores, que possuem grande eficiência em computação matemática,

seqüencial e lógica, que são os parâmetros básicos do desligamento.

Alguns instrumentistas fazem distinção entre o sistema de desligamento (trip) e o de intertravamento (interlock), enquanto outros consideram os dois conceitos idênticos.

Fig. 2.4. *Área industrial hostil*

6. Medição das variáveis

6.1. Introdução

Na indústria de petróleo e gás natural, as variáveis mais importantes são a vazão e o nível, pois elas são usadas como variáveis de transferência de custódia, ou seja, os seus medidores são a base para a compra e venda destes produtos. Mesmo assim, as outras variáveis são medidas para fins de compensação, mudança de volume para massa, estabelecimento de condições padrão de transferência e segurança da operação.

Estas variáveis são:

1. Pressão
2. Temperatura
3. Densidade
4. Viscosidade
5. Análise
6. Vibração

7. Pressão

7.1. Introdução

A pressão é definida como a distribuição de uma força sobre uma área. Quando uma força é aplicada num objeto, a área sobre a qual a força é aplicada sofre pressão. Por exemplo, um tanque de armazenamento pesando um 1 000 000 de toneladas e com um fundo cuja superfície de área é de 200 000 polegadas quadradas exerce uma pressão sobre o chão equivalente a 5 psi.

7.2. Unidade de pressão

A unidade SI de pressão é o pascal (Pa), que é a relação entre 1 newton por 1 metro quadrado, ou seja, 1 Pa = 1 N/ 1 m^2 . Por ser muito pequena, é comum se usar o kPa e o MPa.

A pressão é a variável de processo cuja unidade usada á a mais diversa possível. Embora não recomendado são usados: psi, kgf/cm^2, mm H_2O, mm Hg, bar, tor. Mesmo que seja difícil, no princípio, por questão legal, deve-se usar o pascal.

7.3. Regras de pressão

A pressão age de maneiras específicas em líquidos em repouso de acordo com as quatro regras de pressão a seguir.

- 1: A pressão age uniformemente em todas as direções num pequeno volume de líquido.
- 2: A pressão age perpendicularmente às fronteiras de um recipiente contendo um líquido em repouso.
- 3: As mudanças de pressão produzidas num ponto de um sistema fechado são transmitidas para todo o sistema.
- 4: A pressão num líquido atua uniformemente sobre uma superfície horizontal.

7.4. Tipos de pressão

Pressão absoluta

Pressão absoluta é a pressão medida com relação a um vácuo. Um vácuo perfeito sempre tem uma pressão absoluta igual a zero. A pressão absoluta independe da pressão atmosférica do local onde ela é medida.

Pressão atmosférica

Pressão atmosférica é a pressão absoluta na superfície terrestre devida ao peso da atmosfera. A pressão atmosférica depende principalmente da altitude do local: quanto mais alto menor é a pressão atmosférica. A pressão atmosférica depende pouco de outros parâmetros, tais como poluição, umidade da atmosfera, maré do mar.

Pressão manométrica

Pressão manométrica é a pressão medida com relação à pressão da atmosfera. A diferença entre pressão manométrica e pressão absoluta é a pressão atmosférica.

Por ser mais barato, pois o sensor é mais simples, geralmente se mede a pressão manométrica. Quando se quer a pressão atmosférica, mede-se a pressão atmosférica e acrescenta 1 atmosfera padrão. Deve-se medir a pressão absoluta apenas para pressões próximas da pressão atmosférica.

Pressão estática

Pressão estática é a pressão medida na parede interna da tubulação por onde passa o fluido. Ela é chamada de estática porque a velocidade do fluido viscoso que flui através da parede rugosa da tubulação é zero.

Pressão de vapor

A pressão de vapor de um líquido é a pressão acima da qual o líquido não se vaporiza. Por exemplo, a pressão de vapor do propano é de aproximadamente 92,4 psi a 15°C. Isso significa que, a uma temperatura de 15°C, a pressão de um oleoduto contendo propano deve ser superior a 92,4 psi para que o propano seja mantido num estado de líquido puro. Se a pressão cair abaixo desse nível, ocorrerá no oleoduto a formação de gás de propano (ver Figura 3), a qual poderá causar sérios prejuízos ao funcionamento do oleoduto. A formação de gás num oleoduto chama-se quebra de coluna; a cavitação é a rápida formação e colapso de cavidades de vapor em regiões de baixa pressão. A cavitação pode acarretar sérios danos à bomba. É necessário que os operadores de oleodutos mantenham a pressão na linha acima da pressão de vapor do líquido de modo a evitar a quebra de coluna e a cavitação.

Pressão da coluna líquida

Dois diferentes tipos de altura (head), altura estática e altura de elevação, são importantes para os oleodutos parados. A altura estática relaciona a pressão e a densidade ao head; a altura de elevação relaciona a elevação do oleoduto acima de um nível de referência ao head. A soma da altura estática e da altura de elevação num oleoduto parado equivale à altura manométrica total.

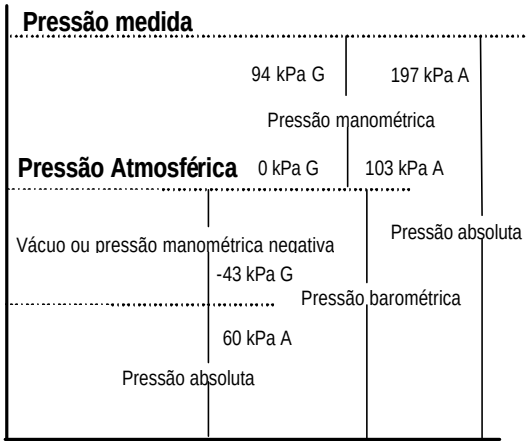


Fig. 2.5. Tipos de pressão

Altura estática

A altura estática é a quantidade de energia potencial por unidade de peso de um líquido, devida à pressão. A pressão é considerada energia potencial porque tem potencial para realizar trabalho. Por exemplo, um balão cheio de ar encontra-se pressurizado e contém energia potencial. Quando se estoura o balão, ele fica voando sem rumo à medida que a energia potencial do ar em escapamento é convertida em energia cinética e é realizado trabalho para a movimentação do balão. Seria útil ter uma medida da quantidade de energia que não dependesse do volume, massa ou peso. A solução é medir a energia por unidade de peso. A energia por unidade de peso tem unidades em metros e é denominada head (altura manométrica).

Altura de elevação

Altura de elevação é a energia potencial por unidade de peso de um líquido num oleoduto devida à sua elevação. A altura de elevação é medida considerando-se a elevação acima de um nível de referência, geralmente o nível do mar. Se um objeto for elevado acima do nível de referência, ele **terá potencial para**

realizar trabalho à medida que baixar até o nível de referência. A altura de elevação independe da pressão e da massa específica.

Altura manométrica total

A soma da altura estática e da altura de elevação num oleoduto parado é denominada altura manométrica total. Um oleoduto parado tem apenas energia potencial devida à pressão (altura estática) e à elevação (altura de elevação). De acordo com o Princípio da Conservação de Energia, a altura manométrica total permanece constante em todo o oleoduto contanto que a massa específica não sofra alterações.

Fig. 2.6. Sensores mecânicos de pressão

7.5. Medição de pressão

Há basicamente dois tipos de sensores de pressão:

Mecânico, que sente a pressão e gera na saída uma variável mecânica, como movimento ou força. Exemplos de sensores mecânicos: bourdon C, fole, diafragma, helicoidal.

Elétrico, que sente a pressão e gera na saída uma variável elétrica, como tensão ou variação da resistência elétrica. Exemplos de sensores elétricos: strain gauge e cristal piezelétrico.

Os sensores mecânicos são mais simples e o medidor pode funcionar sem alimentação externa, utilizando a própria energia do processo para sua operação.

Os sensores elétricos são mais fáceis de serem condicionados e associados a sistemas de transmissão eletrônica e de telemetria.

Bourdon C

O tubo Bourdon que é curvo e flexível, ligado a um acoplamento de ponteiro num extremo e aberto no outro. O líquido penetra no extremo aberto, fazendo com que o tubo se retifique, diminuindo a curvatura ligeiramente. Vê-se um efeito semelhante quando deixa a água correr para dentro de uma mangueira de jardim enrolada no chão. O movimento do tubo desloca o ponteiro de um indicador que registra então a pressão.

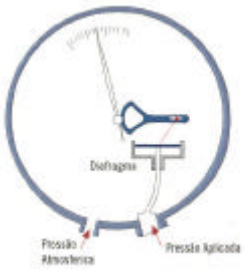


Figura 2.7. Tubo de Bourdon Básico e suas Diversas Variações

Fole

O fole funciona como um tubo Bourdon C pelo fato de utilizar a pressão do líquido para deslocar o ponteiro no mostrador. Ao invés de ter um tubo, no entanto, o sistema de foles consiste de uma câmara metálica ou fole com lados corrugados. Pelo fato de que as corrugações impedem o fole de se dilatar para o lado, o fole é sempre mais acurado do que o tubo Bourdon.

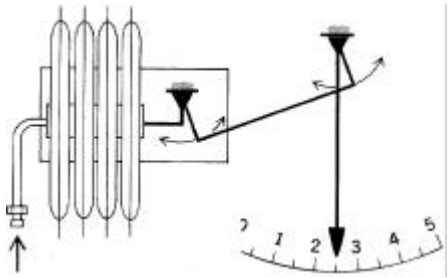


Fig. 2.8. Manômetro com Fole

Strain gauge

Strain gauge é um sensor de pressão de natureza elétrica, pois sente a pressão na entrada e produz na saída uma variação da resistência elétrica, em função da compressão ou tração aplicada.

A resistência variável do strain gauge é detectada no instrumento receptor por um circuito elétrico chamado de ponte de Wheatstone. Quando a ponte de Wheatstone estiver balanceada, pode-se determinar a quarta resistência através de outras três conhecidas.

O strain gauge é o sensor padrão de balanças eletrônicas, balanças rodoviárias e para a medição de nível por peso.

Cristal piezelétrico

O cristal piezelétrico é o outro sensor elétrico de pressão. Ele sente a pressão e gera na saída uma pequena tensão elétrica contínua. Ele é mais caro que o strain gauge, porém é mais preciso, robusto e estável. Atualmente, a medição precisa de pressão em transmissores do estado da arte é feita por cristal piezelétrico.

7.6. Instrumentos de pressão

Na medição de petróleo e gás natural os principais instrumentos de medição e condicionamento da pressão são:

1. Transmissor
2. Indicador local
3. Indicador de painel
4. Chave

Transmissor de pressão

Transmissor de pressão é o instrumento que detecta a pressão e gera na saída um sinal padrão de 4 a 20 mA cc proporcional ao valor medido.

Há transmissores de pressão absoluta, pressão manométrica, pressão diferencial pequena sobre pressão estática elevada (dp cell) e pressão diferencial elevada.

As vantagens do transmissor são:

1. Ter o sinal disponível à grande distância do local de medição.
2. Ter um sinal padrão, padronizando o instrumento receptor de painel.
3. Isolar a pressão do processo da sala de controle, protegendo o operador.

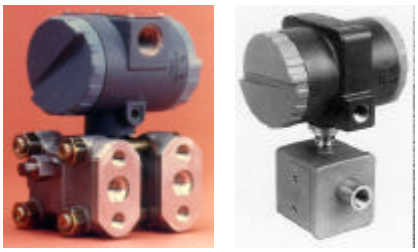


Fig. 2.9. Transmissor de pressão diferencial e de pressão manométrica

Chave de pressão

Quando e onde uma pressão negativa (vácuo), positiva ou diferencial deve ser monitorada pela ultrapassagem de limites pré-definidos usa-se uma chave elétrica de pressão ou pressostao.

A chave de pressão ou pressostato (tag PSL ou PSH) sente a pressão, compara-a com um valor predeterminado estabelecido pelo operador e altera o status dos contatos de saída quando a pressão medida se igual ou fica maior que o valor ajustado.

A saída da chave elétrica é discreto ou binário. O contato de saída do pressostato ou está aberto ou fechado, em função do valor da pressão medida.

As chaves de pressão quando acionadas fecham ou abrem contatos elétricos e podem, portanto, propiciar a transmissão elétrica de sinais on e off' quando a pressão atinge o ponto de ajuste da chave. As chaves são utilizadas para alarmes de valores altos e baixos, bem como para intertravamento de proteção dos equipamentos, em valores muito altos e muito baixos. Existe, por exemplo, uma chave para baixa sucção para proteger a bomba. Existem também diversas chaves de alta pressão de descarga utilizadas para proteger a linha e a estação de sobre pressões.

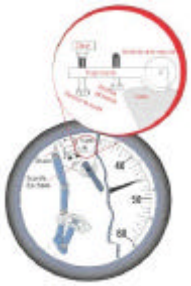


Figura2.10. Chave de Pressão

Manômetro local

Manômetro é um indicador local de pressão. Ele é uma indicação simples e visível de pressão instantânea. Ele não requer alimentação externa, pois usa a própria energia do processo.

Fig. 2.11. Manômetro

Indicador de pressão na sala de controle

Quando se tem um sistema centralizado de supervisão, é desejável se ter o valor da pressão do processo indicado na estação de operação central.

A malha de indicação de pressão inclui:

1. sensor de pressão no campo
2. transmissor eletrônico de pressão também no campo
3. Sistema de conversão do sinal do transmissor (4 a 20 mA) para sinal digital do sistema de aquisição de dados, geralmente um Controlador Lógico Programável.
4. Indicador virtual na tela do monitor do sistema supervisório.

Fig. 2.12. Valor da pressão de campo mostrado na tela do supervisório

7.6. Pressão e a Vazão

A pressão é que faz o fluido vazar nas tubulações fechadas, garantindo que o fluido ocupa toda a seção transversal. Em termos de energia, a energia de pressão é transformada em energia cinética.

O efeito da variação da pressão é bem definido em relação a densidade, a gravidade específica e a compressibilidade dos fluidos. O efeito da pressão é pequeno nos líquidos, exceto em altas pressões mas deve ser definitivamente considerado para a medição de vazão de gases e vapores.

Na medição da vazão de gás é mandatório a compensação da pressão estática.

O método mais empregado para medir vazão é através da placa de orifício, que gera uma pressão diferencial proporcional ao quadrado da vazão. Em vazão muito laminar, a pressão diferencial é proporcional linearmente a vazão.

Fig. 2.13. Transmissor instalado

8. Temperatura

8.1. O que é temperatura

A temperatura pode ser definida ou conceituada de vários modos diferentes, sob diversos enfoques.

A temperatura é uma das sete grandezas de base do Sistema Internacional de Medidas (SI), ao lado da massa, dimensão, tempo, corrente elétrica, intensidade luminosa e quantidade de substância.

De um modo simples, a temperatura é a medida de quanto um corpo está mais quente ou mais frio que outro. Enquanto a temperatura não é uma medida direta do calor, ela mede o resultado do calor sensível. Quanto mais quente um corpo, maior é a sua temperatura e maior é o seu nível de calor. O calor flui de uma região de mais alta temperatura para outra de menor temperatura.

Outra definição simplificada de temperatura se baseia em sua equivalência a uma força acionadora ou potencial que provoca um fluxo de energia em forma de calor. Ainda, temperatura é uma condição de um corpo em virtude da qual o calor é transferido para ou de outros corpos.

Finalmente, a definição de temperatura absoluta ou termodinâmica, feita pelo lord Kelvin (William Thomsom), é baseada no ciclo ideal de Carnot. Temperatura é a quantidade cuja diferença é proporcional ao trabalho obtido de uma maquina de Carnot operando entre uma fonte quente e um receptor frio. A lei fundamental que é usada na medição de temperatura é a chamada lei zero da termodinâmica. Esta lei estabelece que, se dois corpos estão em equilíbrio termal com um terceiro corpo, então eles estão em equilíbrio termal entre si. Em outras palavras, todos os três corpos estão à mesma temperatura. Assim, pode-se estabelecer um modo reprodutível de estabelecer uma faixa de temperaturas e as temperaturas desconhecidas de outros corpos podem ser comparadas com o padrão, sujeitando qualquer tipo de termômetro sucessivamente ao padrão e à temperatura desconhecida e permitindo o equilíbrio termal ser alcançado em cada caso. O termômetro é calibrado contra um padrão e é usado, em seguida, para indicar outras temperaturas desconhecidas.

8.2. O que temperatura não é

Embora esteja associado ao calor, temperatura não é calor. Calor é uma das inúmeras formas que a energia se apresenta na natureza, expresso em joule. Temperatura é uma grandeza de base do SI, expresso em kelvin.

A temperatura pode ser vista como o resultado do *grau* de calor. Corpos em temperaturas iguais podem ter diferentes quantidades de calor e, como conseqüência, corpos em temperaturas diferentes podem ter quantidades de calor iguais. Por exemplo, um litro de água morna pode ter mais quantidade de calor do que uma colher de água fervente. A temperatura do litro de água morna é muito menor do que a temperatura da água fervente da colher, que está em torno de 100 ^{o}C. A temperatura pode, inclusive, ser diferenciada pela ponta do dedo (sensor de temperatura subjetivo e com grande incerteza) mergulhada nas duas águas.

O calor é uma forma comum de energia, a energia térmica ou termal. A quantidade de calor em um corpo é aproximadamente proporcional à sua temperatura .

O calor adicionado a um corpo o torna mais quente; a remoção de calor esfria o corpo. O calor também pode derreter sólidos em líquidos e converter líquidos em vapores ou gases. A expansão é outro resultado do aquecimento, que também pode desencadear certas reações químicas e a solda de certos materiais

8.3. Unidades de temperatura

A unidade Si de temperatura é o kelvin (não é grau Kelvin). Para aplicações práticas e industriais, o SI admite o uso do grau Celsius (^{o}C). A escala Kelvin é defasada da escala Celsius de 273,15 graus e a amplitude do grau Celsius é a mesma da amplitude do kelvin.

Na industria de petróleo, por causa da influência do Instrumento Americano de Petróleo (API), é comum se ter o grau Fahrenheit (^{o}F) e o seu associado absoluto, grau Rankine (^{o}R), que devem ser evitados.

8.4. Medição da temperatura

Há basicamente dois tipos de sensores de temperatura::

1. Mecânico, que sente a temperatura e gera na saída uma variável mecânica, como movimento ou força. Exemplos de sensores

mecânicos: bimetal e elemento de enchimento termal.

2. Elétrico, que sente a temperatura e gera na saída uma variável elétrica, como tensão ou variação da resistência elétrica. Exemplos de sensores elétricos: termopar e detector de temperatura a resistência (RTD).

Os sensores mecânicos são mais simples e o medidor pode funcionar sem alimentação externa, utilizando a própria energia do processo para sua operação.

Os sensores elétricos são mais fáceis de serem condicionados e associados a sistemas de transmissão eletrônica e de telemetria.

Termômetro bimetal

O sensor bimetal é um conjunto de dois metais colados e com coeficientes de dilatação muito diferentes entre si. Quando há uma variação da temperatura, o formato do sensor bimetal se curva para o lado do metal com menor coeficiente termal.

O sensor bimetal pode ser associado a um indicador local (termômetro) ou a uma chave de temperatura (termostato).

O sensor bimetálico quando vinculado a uma chave é utilizados para desencadear um alarme ou desarme de baixa ou alta temperatura. Por exemplo, no abrigo das bombas, caso a temperatura ambiente se eleve acima de determinado limite, ligam-se as ventoinhas .

Num termômetro bimetálico, são unidos dois metais diferentes numa tira. Os metais são escolhidos porque se dilatam e se contraem com coeficientes de dilatação diferentes. Como resultado da elevação ou abaixamento da temperatura, um metal dilata-se mais que o outro. Isto faz com que a tira se curve. O deslocamento mecânico da extremidade da tira é então usado para acionar um ponteiro que se desloca tendo ao fundo uma escala graduada possibilitando assim a indicação da temperatura.

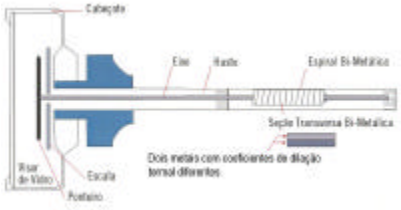


Fig. 2.15. Termômetro com sensor bimetálico

Termômetro com haste de vidro

No termômetro de haste de vidro, as mudanças de temperatura fazem com que o líquido na haste se dilate ou se contraia. O líquido na haste se eleva ao se elevar a temperatura e desce ao diminuir a temperatura. Na industria de petróleo, termômetros com bulbo de vidro são utilizados para medir a temperatura ambiente e do processo, manualmente.

Figura 2.14. Termômetro com Haste de Vidro

Termopares

O termo par utiliza dois metais diferentes, escolhidos pelo fato de que as mudanças de temperatura mudam o nível de atividades dos elétrons, não as taxas de expansão e contração dos metais. Elevando-se a temperatura, aumentam as atividades dos elétrons. Os elétrons fluem do metal com maior atividade para um metal de melhor atividade, gerando uma pequena tensão elétrica. À medida que a temperatura se eleva, a corrente aumenta. As leituras de tensão são produzidas em temperaturas.

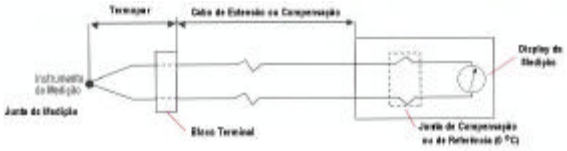


Fig. 2.16. Principio de operação do termopar

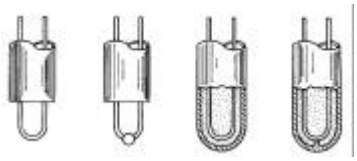


Fig. 2.17.Termopar

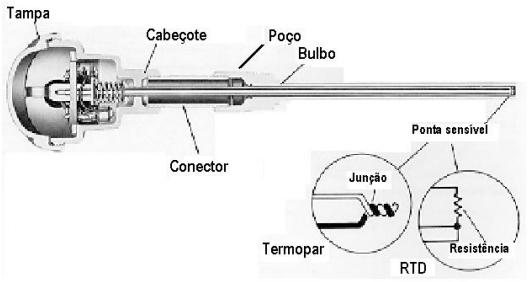


Fig. 2.18. Termopar ou RTD montado dentro do bulbo, que é colocado no poço

Detector de Temperatura à Resistência

O detector de temperatura a resistência (RTD) é um sensor elétrico de temperatura que varia sua resistência elétrica quando a temperatura sentida também varia. O RTD metálico aumenta a resistência quando a temperatura aumenta. O RTD a semicondutor diminuir a resistência quando a temperatura aumenta; diz-se que seu coeficiente termal é negativo.

O RTD é medido no instrumento receptor de painel através de uma ponte de Wheatstone.

Os RTDs são tipicamente ligados com o sistema de supervisão e proteção de motores de bombas. As bombas da linha principal, bombas auxiliares (boosters), seus motores e os motores com 500 ou mais HPs de potência nominal, são providos de RTDs para a monitoração de temperatura dos enrolamentos, dos mancais e da carcaça das bombas.

O RTD monitora a unidade para detectar aumentos de temperatura acima dos limites operacionais. A temperatura alta faz com que o isolamento em tomo dos fios do estator do rotor se funda provocando um curto circuito nos enrolamentos do estator. As temperaturas altas dos mancais podem deformá-los ou provocar arranhões em sua superfície prejudicando a ação da lubrificação, fazendo com que o motor trepide enquanto gira. Essas vibrações danificam o eixo propulsor.

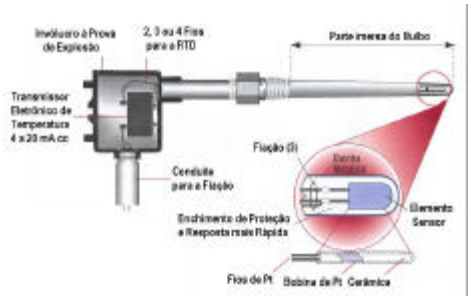


Figura 2.19. Esquema de um RTD

Quando se compara o termopar com o RTD, tem-se:

1. O RTD é mais preciso, porém é mais caro que o termopar.
2. O termopar requer uma junta de compensação no instrumento receptor e o RTD requer três fios de ligação com o instrumento do painel.
3. O termopar é mais rápido que o RTD.
4. O termopar mede a temperatura de um ponto e o RTD mede a temperatura média.

8.5. Instrumentos de temperatura

Na medição de petróleo e gás natural os principais instrumentos de medição e condicionamento da pressão são:

Transmissor

Indicador local

Indicador de painel

Chave

Transmissor de temperatura

Transmissor eletrônico de temperatura é o instrumento que detecta a temperatura e gera na saída um sinal padrão de 4 a 20 mA cc proporcional ao valor medido. Quando digital, o sinal de saída pode ser Hart, Fieldbus Foundation, Modbus ou qualquer outro proprietário. O protocolo digital Hart pode ser superposto ao sinal padrão de 4 a 20 mA cc.

O sensor do transmissor eletrônico de temperatura pode ser o termopar ou o RTD. O transmissor pneumático utiliza o elemento de enchimento termal como sensor.

As vantagens do uso do transmissor são:

4. Ter o sinal disponível à grande distância do local de medição.
5. Ter um sinal padrão, padronizando o instrumento receptor de painel.
6. Isolar a temperatura do processo da sala de controle, protegendo o operador.

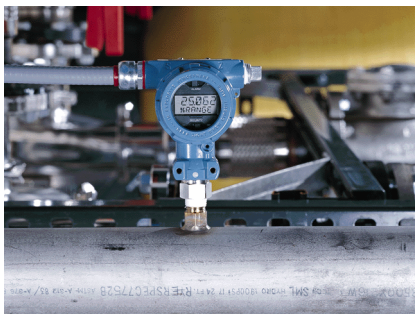


Fig. 2.20. Transmissor eletrônico de temperatura com indicação local

Chave de temperatura

Quando e onde uma temperatura deve ser monitorada pela ultrapassagem de limites pré-definidos usa-se uma chave elétrica de temperatura ou termostato.

A chave de temperatura ou termostato (tag TSL ou TSH para alarme e TSLL e TSHH para desarme) sente a temperatura, compara-a com um valor predeterminado estabelecido pelo operador e altera o status dos contatos de saída quando a temperatura medida se igual ou fica maior que o valor ajustado.

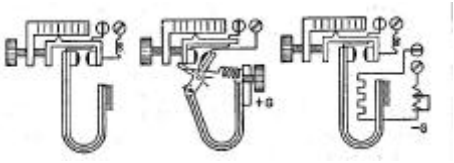


Fig. 2.21. Termostato ou chave de temperatura

Termômetro local

Termômetro é um indicador local de temperatura. Ele é uma indicação simples e visível de temperatura instantânea. Ele não requer alimentação externa, pois usa a própria energia do processo.

Fig. 2.22. Termômetro local

8.6. Temperatura e Vazão

A temperatura influi na densidade, na viscosidade e na compressibilidade dos fluidos. Por isso, na medição da vazão volumétrica de gases é mandatória a compensação da temperatura. Alguns líquidos requerem a compensação da temperatura, quando da medição de sua vazão volumétrica. No medidor de vazão tipo Coriolis mede-se a temperatura do processo para compensar seu efeito sobre o módulo de elasticidade do tubo medidor.

Quando não é possível se fazer a compensação pela medição contínua da temperatura, faz-se a polarização, que é a incorporação do valor da temperatura em uma constante, chamada de fator de correção ou de fator do medidor.

9. Densidade

9.1. Conceitos e Unidades

A densidade absoluta é definida como a massa dividida pelo volume. Sua unidade é expressa em kg/m^3 ou kg/L. A densidade relativa é também chamada de gravidade especifica.

A densidade relativa de líquido é a divisão da massa da substância pela massa de um igual volume de água, tomadas ambas à mesma temperatura, pressão e gravidade. A densidade relativa de um gás é a divisão da massa do gás pela massa de um igual volume de ar, isento de CO_2 ou hidrogênio, tomadas ambas nas mesmas condições de temperatura, pressão e gravidade. A densidade relativa é um numero adimensional e é a mesma em qualquer sistema de unidades. As densidades relativas da água e do ar são iguais a 1. Se a densidade relativa de um dado óleo é 0,650, sua densidade absoluta vale 650 kg/m^3.

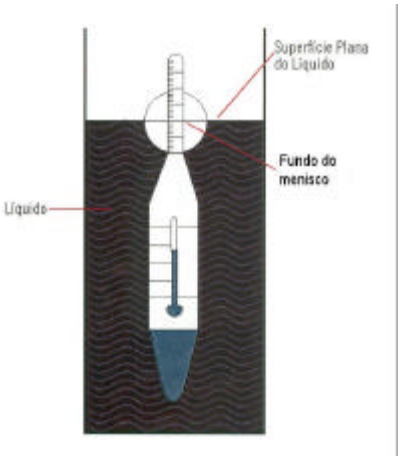


Fig. 2.23. Medição industrial da densidade

A gravidade específica ideal é a divisão do peso molecular do gás pelo peso molecular do ar. A razão de não usar a relação das densidades é que os efeitos de pressão e temperatura nas densidades dos gases varia com o tipo do gás ou da mistura de gases. As diferenças entre as densidades relativas dos gases pela relação dos pesos moleculares e pela relação das densidades dependem de quanto a temperatura do processo se afasta da temperatura crítica do gás. Assumindo uma temperatura ambiente de 20 ^oC, à pressão atmosférica, o erro para o metano é de cerca de 0,1% e para o etileno, 0,5%.

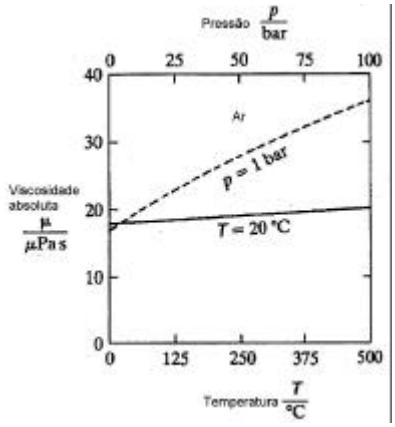


Fig. 2.24. *Densidade da água em função da temperatura e pressão*

Também se define o peso especifico, como a relação peso/volume. O peso depende do campo gravitacional e conseqüentemente, o peso especifico depende da aceleração da gravidade.

O mol é a quantidade de matéria do gás igual ao seu peso molecular. O mol é a unidade de quantidade de substância que define o mesmo numero de moléculas de gases diferentes. Por exemplo, 1 mol de metano contem o mesmo numero de moléculas que 1 mol de nitrogênio.

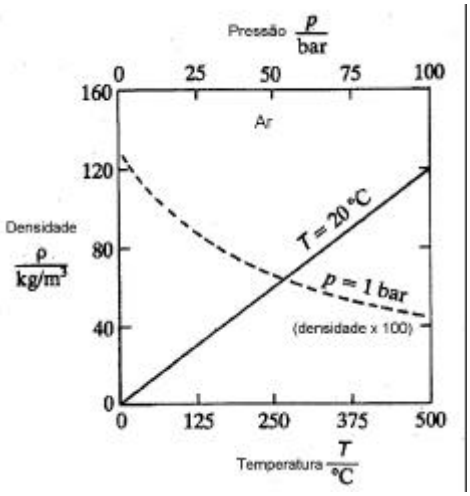


Fig. 2.25. *Densidade do ar em função da temperatura e pressão*

3.3. Métodos de Medição

A maioria dos medidores industriais de densidade de líquidos se baseia na medição do peso, da força de empuxo ou da pressão hidrostática. Alguns poucos medidores, mais complexos, utilizam técnicas de ressonância e de radiação.

Teoricamente, a conversão de vazão volumétrica em mássica deveria envolver a medições da vazão volumétrica e da densidade. Porém, por causa da complexidade dos medidores e das dificuldades da medição da densidade, em linha, o comum é se medir a temperatura e a pressão do processo e inferir o valor da densidade.

A norma NBR 14 065 (1998) estabelece o ensaio para a determinação da densidade relativa de destilados de petróleo e óleos viscosos que podem ser manuseados como líquidos entre 15 e 35 ^{o}C. Sua aplicação se limite a líquidos com pressão de vapor abaixo de 80 kPa (600 mm Hg) e viscosidade cinemática abaixo de 15 000 mm^2/s (cSt). Ela não se aplica a produtos escuros. Para a determinação de densidade de óleos crus, deve-se usar a norma ASTM D 5002.

O densímetro digital consiste em um tubo em forma de U, oscilante, e um sistema de excitação eletrônica, medição da freqüência e o mostrador. Deve haver também a medição precisa da temperatura e deve haver um banho circulante com variação máxima de ±0,05 ^{o}C.

Usa-se uma seringa com volume de 2 mL.

Esta norma exige que a expressão do resultado final seja feita com 4 algarismos significativos, o que é difícil por causa do gargalo da precisão da vidraria.

10. Viscosidade

10.1. Conceito

Como variável de processo independente, a viscosidade é uma variável característica do material. Com relação à vazão, a viscosidade é o parâmetro mais influente

1. na medição da vazão de fluidos através de tubulações fechadas
2. no comportamento do fluidos através de bombas ou de outros equipamentos e materiais de processo.

A viscosidade expressa a facilidade ou dificuldade com que um fluido escoa, quando submetido a uma força externa. A viscosidade é a medida dos efeitos combinados de adesão e coesão das moléculas do fluido entre si. A viscosidade pode ser considerada como a força de atrito que aparece quando uma camada de fluido é forçada a se mover em relação a outra. A viscosidade pode ser tomada como o atrito interno do fluido ou a habilidade do fluido vazar sobre si mesmo.

Os fluidos com alta resistência à vazão são altamente viscosos ou possuem alta viscosidade. Eles não escorrem ou vazam tão facilmente como os fluidos de baixa viscosidade. Geralmente, a viscosidade dos licores é elevada; a viscosidade da água é comparativamente muito menor e a viscosidade dos gases é ainda muito menor que a da água.

Exemplos de fluidos de alta viscosidade: parafina, licores, à temperatura ambiente. Exemplos de fluidos com baixa viscosidade: água, álcool, mercúrio. Para se ter uma sensação prática dos valores: a viscosidade da água, a 20 ^{o}C, é aproximadamente 1 cP , a do mel vale 300 cP e a da manteiga é de 10 000 cP.

A viscosidade do fluido determina o perfil da velocidade da vazão dentro da tubulação, afetando seriamente o desempenho do medidor de vazão.

10.2. Tipos

A viscosidade absoluta ou dinâmica é a divisão da pressão de cisalhamento pelo gradiente de velocidade.

A viscosidade cinemática ν é a divisão da viscosidade absoluta μ pela densidade do fluido ρ, à mesma temperatura.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

A viscosidade aparente é a viscosidade variável apresentada por diversos tipos de materiais. A viscosidade aparente depende da pressão de cisalhamento aplicada e pode depender também do tempo.

A viscosidade extensional se aplica a uma vazão que ocorre em uma extensão uniaxial, em regime permanente.

10.3. Termos e definições

Há várias propriedades e termos ligados à viscosidade, tais como consistência, compressibilidade, compliância, elasticidade, deformação e dilatância.

Consistência

Consistência é um termo genérico para a propriedade de um material resistir à variação permanente de seu formato. Consistência é o grau de solidez ou fluidez de um material, como graxa, polpa ou lama.

Compressibilidade

Compressibilidade é a diminuição relativa do volume causada pelo aumento da pressão. Os líquidos são praticamente incompressíveis e os gases são muito compressíveis.

Compliância

Compliância é o deslocamento de um sistema mecânico linear sob uma unidade de força. Compliância é o quociente da deformação dividida por sua correspondente pressão mecânica. É o inverso do módulo de elasticidade.

Elasticidade

Elasticidade é o comportamento reversível de deformação e pressão mecânica. Elasticidade atrasada é também uma deformação reversível mas dependente do tempo.

Deformação

Deformação é qualquer variação do formato ou das dimensões de um corpo causada por tensão mecânica, expansão ou contração termal, transformação química ou metalúrgica ou diminuição ou expansão devidas à variação da umidade.

Dilatação

Dilatação é o aumento do volume por unidade de volume de qualquer substância contínua causado pela deformação.

10.4. Unidades

Há uma grande confusão relacionada com as unidades de viscosidade, principalmente porque há vários tipos diferentes de viscosidade.

A unidade SI da viscosidade absoluta, é o pascal segundo (Pa.s) ou o poiseuille (não confundir poiseuille com poise). A unidade do poiseuille é newton (N) segundo por metro quadrado ($N.s/m^2$).

O poise é a unidade não SI de viscosidade dinâmica. Um poise é igual à viscosidade dinâmica do fluido em que há uma força tangencial de 1 dina por cm^2 resistindo à vazão de duas lâminas móveis e paralelas do fluido com uma velocidade diferencial de 1 cm/s e separadas por 1 centímetro. Como o poise é muito grande, é comum se usar o submúltiplo centipoise (10^{-2}).

A unidade de viscosidade cinemática no sistema SI é o metro quadrado/segundo, ou m^2/s. A unidade de viscosidade cinemática, não recomendada pelo SI é o stoke (St), com dimensão de centímetro quadrado por segundo. O mais usado, na prática é o seu submúltiplo, centistoke.

Por causa dos métodos de medição de viscosidade, é comum expressar a viscosidade em termos de tempo, segundo. Há várias unidades, como Saybolt Universal, Saybolt Furol (para fluido muito viscoso), Redwood, Engler. Há ábacos para converter estas unidades entre si.

10.5. Relações e Equações

O coeficiente de viscosidade mede a rigidez temporária de um fluido. A resistência de atrito que o fluido oferece a uma alteração de formato é diretamente proporcional a rapidez com que a alteração é feita, ou seja, à tensão de cisalhamento por unidade de tempo. Esta tensão pode ser considerada como um

deslizamento relativo de planos paralelos sem mudar a distância entre eles e a força tangencial por unidade da área do plano é a medida da resistência de atrito do fluido submetido a esta tensão mecânica. Matematicamente, tem-se

$$\text{viscosidade} = \frac{\text{força tangencial / área}}{\text{tensão / tempo}}$$

e

$$\text{rigidez} = \frac{\text{força tangencial / área}}{\text{tensão}}$$

A viscosidade foi definida por Isaac Newton, usando o modelo mostrado na Fig. 1.1.

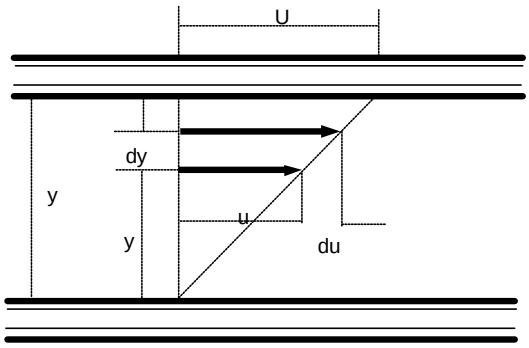


Fig. 2.26. *Representação esquemática da vazão viscosa*

Seja uma camada de fluido de espessura x, limitada por dois planos paralelos de área igual a A, em repouso ou em velocidade constante ($V_1 = V_2 = U$). O espaço entre as duas camadas vizinhas é preenchido com um numero infinito de camadas do mesmo fluido, cada uma com área A e altura dy. Uma diferença de velocidade é imposta ao sistema, com V_2 maior que V_1. Esta diferença é mantida constante, de modo que cada camada estará a uma velocidade diferente da camada adjacente e um gradiente de velocidade dV/dy é estabelecido através do fluido.

Newton assumiu que a força por unidade de área (pressão) necessária para manter a diferença de velocidade constante entre os planos adjacentes era proporcional a este gradiente de velocidade e à área e era expresso por:

$$F \propto \frac{AU}{y} = A\frac{dV}{dy}$$

onde

$$\frac{F}{A} = \tau$$

é a tensão de cisalhamento.

Finalmente, tem-se

$$\tau = \mu\frac{dV}{dy}$$

O gradiente de velocidade representa o cisalhamento que o fluido sofre, enquanto que a força/área que provoca este cisalhamento nas camadas do líquido é chamada de tensão de cisalhamento ou pressão de cisalhamento (*shear stress*). O fator de proporcionalidade μ é constante e característico de cada material e é chamado de viscosidade absoluta.

10.6. Medidores de Viscosidade

O princípio de operação da maioria dos medidores de viscosidade, chamados de viscosímetros ou reômetros, é o mesmo. O objetivo é criar o modelo de Newton, onde se tem dois planos, um fixo e outro móvel, separados por um pequeno intervalo onde se coloca o fluido do qual se quer medir a viscosidade.

Como o modelo de Newton admite uma geometria plana infinita ele é ideal. Na prática, a principal fonte de erro na medição da viscosidade está na influência das extremidades dos sistemas com dimensões finitas.

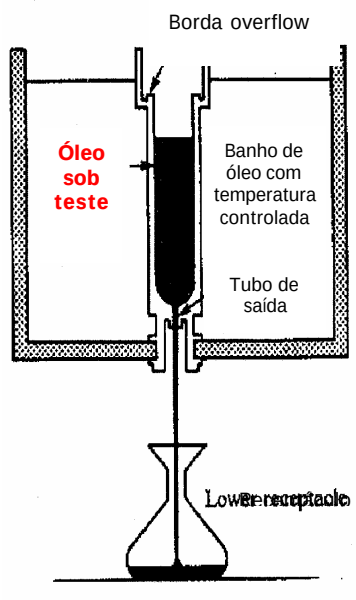


Fig.2.27. *Medidor de viscosidade Saybolt*

Os tipos básicos de medidores de viscosidade são:

1. Medidor rotacional: o torque requerido para girar um disco ou um cilindro e a força requerida para mover uma placa são função da viscosidade. São medidores apropriados para fluidos não newtonianos. Exemplos: viscosímetro de Couette e o de Brookfield.
2. Medidor do fluxo através de uma restrição: inclui o viscosímetro que mede o tempo para um fluido passar através de um orifício ou de um tubo capilar, e a queda de pressão através do capilar em vazão constante. Exemplo: viscosímetro de Ostwald, de Poiseuille e o de Ford.
3. Medidor da vazão em torno de obstruções: inclui a medição da queda vertical de uma esfera (medidor de Glen Creston) ou o rolamento de uma esfera num plano inclinado (medidor de Hoeppler) ou a subida de uma bolha de ar. A velocidade da queda da esfera ou da subida da bolha é função da viscosidade do fluido.

Há ainda medidores mais complexos e menos usados, baseados na medição da oscilação de uma lâmina vibrante imersa no fluido de medição, cuja taxa de amortecimento é função da viscosidade.

10.7. Dependência da Temperatura e Pressão

Todas as técnicas de medição de viscosidade dos fluidos podem ser adaptadas para estudar os efeitos da temperatura e da pressão na viscosidade. É importante enfatizar que a viscosidade dependente umbilicalmente da temperatura. Por exemplo, a viscosidade da água varia 3% para cada kelvin.

A medição da viscosidade, independente do medidor utilizado, deve ser efetuada com a temperatura controlada ou medida com precisão, para fins de compensação ou polarização.

Em menor grau, a viscosidade também depende da pressão. Em algumas aplicações de óleos lubrificantes, por exemplo, é necessário conhecer a dependência viscosidade x pressão.

Geralmente, a viscosidade é diretamente proporcional a densidade da substância.

10.8. Viscosidade dos líquidos

A viscosidade absoluta dos líquidos é inversamente proporcional a temperatura, ou seja, o aumento da temperatura diminui a viscosidade dos líquidos.

Praticamente todos os líquidos se tornam mais *finos* (diminuem a viscosidade) com o aumento da temperatura e ficam mais *grossos* (aumentam a viscosidade) quando resfriados. Esta é a razão porque em países frios, há dois tipos de óleo de motor, para o verão e para o inverno (SAE-10, SAE 20). O óleo mais fino é usado no frio, de modo que a queda da temperatura que aumenta a viscosidade ainda o mantém no estado líquido. Já são disponíveis óleos com pequena variação de viscosidade com variação da temperatura: SAE 10W - 30.

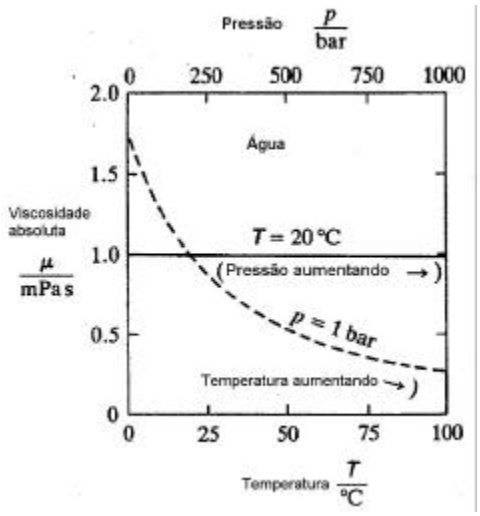


***Fig. 2.28**. Viscosidade dinâmica da água*

Para a maioria dos materiais, a curva viscosidade x temperatura é exponencial e uma pequena variação de temperatura pode provocar grande variação da viscosidade. Há materiais que possuem coeficientes de variação tão elevados quanto 30%/oC. O formato exponencial da curva viscosidade x temperatura torna a compensação de temperatura uma tarefa complexa e difícil de ser realizada. Talvez a melhor solução é a colocação de um sistema de controle de temperatura, que a mantenha constante no processo em si ou na obtenção da amostra a ser usada para a medição da viscosidade.

Há tabelas, gráficos e ábacos que relacionam a viscosidade com a temperatura. A partir destas curvas e de equações exponenciais pode-se extrapolar a viscosidade, ou seja, determinar a viscosidade do fluido em determinada temperatura a partir da viscosidade conhecida em outra temperatura.

A viscosidade absoluta dos líquidos é diretamente proporcional a pressão, ou seja, o aumento da pressão aumenta a viscosidade dos líquidos, porém, em menor grau. Os líquidos mais compressíveis, como os carboidratos leves, são mais sensíveis a pressão.

Na maioria das aplicações da medição de vazão, o efeito da pressão na viscosidade dos líquidos é insignificante. Pequena variação na viscosidade afeta somente o numero de Reynolds, que, na maioria dos casos, tem pequena influência nos coeficientes da vazão. A equação de Kouzel relaciona a viscosidade com a pressão.

10.9. Viscosidade dos gases

A viscosidade absoluta dos gases e vapores é diretamente proporcional a temperatura. Este comportamento é oposto ao dos líquidos. Porém, em pressões muito elevadas, a viscosidade inverte; a viscosidade é inversamente proporcional a temperatura. O gás sob altíssima pressão se comporta como líquido.

Até a pressão de 1500 psia, as variações da viscosidade não afetam a maioria das medições de vazão. Adicionalmente, as vazões de gases se processam com elevadíssimos números de Reynolds, onde mesmo as grandes variações da viscosidade não afetam a medição da vazão.

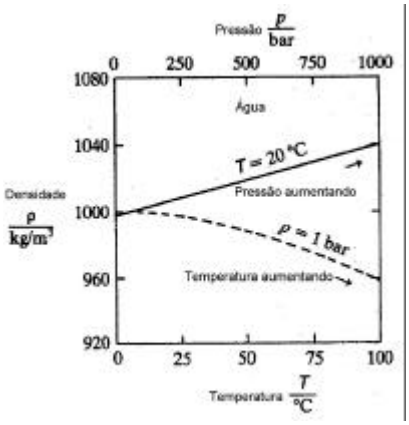


***Fig. 2.29**. Viscosidade do ar*

4. Detecção de incêndio e gás

4.1. Introdução

A probabilidade de um incêndio em uma estação de bombeamento é muito pequena. Os procedimentos operacionais tais como a ordem de purgar para a atmosfera os motores da bomba antes de pô-los em funcionamento reduzem dramaticamente os riscos de incêndios. Os operadores de campo da companhia são altamente treinados de modo que possam evitar situações que poderiam conduzir a um incêndio e, além disto, os equipamentos dos oleodutos são projetados segundo critérios que levam em consideração os riscos de incêndio levando a equipamentos a prova de incêndio. Por outro lado, os produtos de petróleo são voláteis e inflamáveis, havendo um real risco de incêndios. Um incêndio numa estação seria uma catástrofe. Uma explosão custaria certamente muito dinheiro em danos de equipamentos e perda de produção. E o que é mais importante, uma explosão poderia acarretar em perda de vidas. Os sistemas de detecção de incêndio utilizado são muito sensíveis e transmitem informações dos incêndios enquanto possam ser facilmente contidos.

Os sistemas de detecção de gases impedem explosões detectando automaticamente gases combustíveis e alertando tanto os operadores de estação quanto a você mesmo no centro de controle. Caso haja vazamento a partir das tubulações, das bombas ou de válvulas, gases e vapores dos fluídos podem se formar na linha. Se os equipamentos estiverem alojados num prédio, os gases acumulam-se e se misturam ao oxigênio no ar. Atingindo os gases determinada proporção no ar, tomam-se extremamente explosivos. Com a mistura nesse estado, qualquer fonte de calor ou centelha poderá provocar a sua ignição -um arco num disjuntor elétrico ou num relé, num rolamento de motor aquecido ou até uma centelha de eletricidade estática. Os sistemas de detecção de gases percebem a acumulação de gases e desencadeiam um alarme antes que a mistura de gás e ar se tome explosiva.

Discutimos nessa seção os instrumentos utilizados para a detecção de vazamento de gases e incêndios, bem como os sistemas de controle utilizados.

4.2. Detecção de incêndios

Existem quatro tipos principais de métodos de detecção de incêndios em uso. Cada um desses tipos possui vantagens e desvantagens. Podem ser utilizados em conjunto uns com os outros para contrabalançar quaisquer limitações individuais. Existem também dispositivos mecânicos ativados pelo calor que compreendem elos fusíveis ou elementos bimetálicos que ativam diretamente os sistemas de proteção (como os aspersores) ao serem submetidos à altas temperaturas. São utilizadas também estações providas de puxadores manuais (via de regra botoeiras) que são usados como sistemas adicionais de detecção.

Fig. 2.30. Transmissor de Nível Mínimo de Explosividade (LEL)

Detector termal

Existem dois tipos de detectores de incêndios a calor ou térmicos: de temperatura fixa ou de conjunção de temperatura fixa e através da taxa alta de elevação de temperatura. Os tipos de temperatura fixa são úteis para detecção de incêndios latentes de queima lenta. Os de taxa alta de elevação de temperatura tem elevada eficiência na detecção de incêndios que se deflagram a partir de flashes.

São utilizadas nas guaritas das bombas, acima de cada bomba e em cada ambiente do Prédio de Painéis de Comando Elétrico (ESB).

Detector Fumaça

Existem dois tipos de detectores de fumaça: de ionização e fotoelétricos. Os tipos de ionização fazem a amostragem do ar e

servem para detectar produtos visíveis e invisíveis da combustão. O tipo foto elétrico é sensibilizado quando os raios luminosos ficam bloqueados por fumaça visível.

O tipo de ionização é utilizado na sala das RTUs/CLPs, controles e dos computadores. São utilizados também na ESB em conjunto com os detectores térmicos. O sistema fotoelétrico (de feixe linear) pode ser usado nas áreas de tanques em conjunto com os detectores de ultravioleta e infravermelho.

Detector a Ultravioleta (UV)

Esse Detector utiliza um tubo sensor para detectar radiações de chama ou ultravioleta, mas não é sensível a lâmpadas fluorescente de vapor de mercúrio e incandescentes. Serve para detectar as radiações de ultravioleta provenientes de incêndios de hidrocarbonetos. As suas limitações incluem a sensibilidade à interferência de solda arco ou radiações de raios-x e gama, podendo também serem cegados pela presença de fumaça.

Os detectores de ultra-violeta são utilizados no coletor de medição nas estações terminais e nas áreas com tanques.

Detector Infravermelho (IV)

Este Detector utiliza um elemento sensor à base de selenito de cádmio que é sensível às radiações de infravermelho (IV). Detectam rapidamente a combustão de gasolina, querosene e a maioria dos outros hidrocarbonetos, exceto metano. Podem, contudo, transmitir alarmes falsos em virtude da luz do sol, radiação de elementos escuros e lâmpadas de iluminação de alta intensidade.

São utilizados em conjunto com os detectores de ultravioleta nas áreas dos tanques.

4.3. Controle de incêndio

Existem diversos tipos de sistemas de controle, dependendo da área em que ocorre o incêndio. Por exemplo, um incêndio numa unidade de bombas trava todas as unidades. Apenas os alarmes de incêndio no ESB e na guarita das bombas podem afetar diretamente o oleoduto paralisando as unidades. O controlador de lógica programável é ajustado para monitorar as informações dos sensores e tomar as medidas apropriadas.

Os CLP têm como entradas:

- os alarmes de detectores térmicos de estações de bombas
- quaisquer alarmes de área provida de detectores de luz infravermelha e ultra-violeta, inclusive de estações de medição, estações de válvulas, tanques de sump e de armazenamento
- os alarmes detectores de fumaça no prédio da RTU/CLP e
- os alarmes de detectores de calor e de fumaça em quaisquer prédios associados

O CLP pode automaticamente realizar algumas das seguintes ações: :

- fazer soar alarmes audíveis e visíveis ao pessoal
- transmitir alarmes remotos para cada área separada de proteção
- desligar bombas, alimentadores elétricos de painéis de controle ou disjuntores do circuito principal, abrindo válvulas de desvio e fechando válvulas de estação e de isolamento
- desligar ventiladores de aquecimento e de exaustão de ar apropriados
- ativação e transição de alarme de sistemas de espuma, de água e outros sistemas de dilúvio
- transmitir alarmes ao operador SCADA.

Consulte as informações específicas do local para verificar o que é feito em cada estação se for necessário.

4.4. Detecção de gás

São previstos instrumentos de detecção de gases para detectar vazamentos de tubulações ou equipamentos instalados em abrigos. São utilizados também para se ter certeza se gases combustíveis não entraram onde sejam instalados instrumentos elétricos considerados como sendo para fins gerais (com contatos provocadores de arco expostos).

O sistema de detecção de gases não é eficaz para detecção de vazamentos em áreas externas em geral, em virtude da baixa concentração de vapores, dos ventos e dos alarmes falsos, mas é utilizado, contudo, em áreas próximas a coletores de GLP (gás liquefeito de petróleo).

O sistema de detecção de gases é projetado para detecção de gases mais pesados do que o ar. O gás pode pegar fogo tão somente se estiver misturado com o ar em determinadas proporções. As relações de gás para ar passíveis de se incendiarem ficam entre o limite explosivo inferior e o limite explosivo superior. Concentrações de gás inferiores ao limite explosivo inferior (LEL) são demasiado rarefeitas para se incendiarem, isto

é, tem oxigênio demais e muito pouco gás para que a mistura pegue fogo. As concentrações acima do limite explosivo superior (UEL), são demasiadamente ricas para queimarem - tem pouco ar para permitir que o gás pegue fogo. Esses limites variam de gás para gás, em virtude das concentrações químicas diferentes dos gases. Os detectores de gás são equilibrados para detecção de gases diferentes, enquanto as concentrações estejam bem abaixo do LEL. São também calibrados para as linhas e equipamentos particulares para proporcionar uma margem de segurança ainda maior.

Os detectores de gás levam ainda algum tempo para registrar a mudança de temperatura do elemento catalítico -de 10 a 30 segundos, dependendo da quantidade de gás que está escapando da linha. Por essa razão, as concentrações de gás podem na realidade ser mais elevadas do que as indicadas pelos detectores.

Os detectores de gases são frágeis, devendo ser manipulados com cuidado. São também passíveis de serem danificados por contaminantes tais como:

- poeira, óleo e tinta podem bloquear a tampa perfurada e reduzir o fluxo para o elemento de platina
- os produtos corrosivos tais como fumaças ácidas e aerossóis provenientes de latas com esguicho, cloro e freon

4.5. Monitoração de gás

Os detectores de gases têm dois pontos de alarme. Ao se elevar a concentração do gás até 20% do seu LEL, o controlador irá: ,

- ativar a lâmpada estroboscópica ,
- anunciar uma Advertência de Gás para o CLP ~
- ligar as ventoinhas. ~

Atingindo a concentração de gás 40% do LEL, o controlador irá:

- ativar a lâmpada estroboscópica
- anunciar uma Advertência de Gás para O CLP e em seguida para o centro de controle (RTU)
- travar as unidades de bombeamento

5. Monitoração de bombas

5.1. Introdução

As bombas são equipamentos complexos tendo manutenção muito custosa, de modo que vários equipamentos são utilizados para monitorá-las e desligá-las antes que os problemas menores se convertam em problemas maiores. Dentre as diversas variáveis monitorados nas bombas e nos motores estão a temperatura, vibrações e fluxo de corrente. Consideramos aqui cada um dos instrumentos e os sistemas de controle envolvidos nessas verificações.

5.2. Monitoração de vibrações

As máquinas se manifestam pelo movimento atípico, geralmente cíclico do conjunto mecânico em relação à sua posição de descanso. As máquinas apresentam um nível básico normal de vibração em virtude de pequenas imperfeições de balanceamento no processo de fabricação. Quando os níveis de vibração se elevam, significativamente acima desse nível, isto geralmente é indicio da deterioração da condição da máquina e, uma advertência do potencial para graves danos caso se deixe de investigar ou corrigir a causa.

As vibrações excessivas podem danificar gravemente as bombas em pouco tempo. Podem ser causadas por:

- desequilíbrio no rotor do motor
- mancais rachados ou gastos
- falta de alinhamento do acoplamento entre o motor e a bomba ou
- excesso de peso sobre a bomba em virtude de tubulações muito pesadas.

Sensores de vibrações do tipo acelerômetro são utilizados para monitorar as máquinas giratórias que operam entre 900 e 3 780 rpm. Para as bombas acionadas por motor diesel, de alta velocidade, com estágios múltiplos (3 200 a 4 200 rpm), utilizam-se sondas de proximidade para monitorar as vibrações dos eixos.

Os detectores na carcaça do mancal verificam a quantidade de vibração no eixo propulsor e no acoplamento. Os detectores enviam sinais ao controlador. Ultrapassando a magnitude de vibração ao ponto de ajuste, o controlador desencadeará um alarme. Caso as vibrações não parem, o controlador desligará a bomba. O operador de campo deverá então rearmar novamente a bomba e o alarme.

O controlador espera 20 segundos antes de fazer soar o alarme de vibração, enquanto a bomba está dando partida. Alguma vibração durante a seqiiência de partida da bomba é normal e não prejudica a unidade. Caso as vibrações não tiverem desaparecido ou enfraquecido dentro de 20 segundos, contudo, o controlador ativa um alarme e a bomba é travada.

5.3. Relés de proteção de motores

A maior parte da proteção dos motores se efetua com um tipo de sistema de relés com ajuda de computadores projetados para detectar situações em que o motor estaria sujeito a se danificar. O sistema de relé mais comum utilizado nos oleodutos é o sistema fornecido pela Westinghouse sob o nome comercial Multilin. Havendo o problema, o Multilin desliga o motor antes de ocorrerem avarias. Embora outros sistemas possam detectar problemas da bomba é desligar a bomba antes que as avarias se tomem graves, o Multilin poupa à companhia operadora do oleoduto muito dinheiro, eliminando a maior parte das avarias menores. A Multilin monitora:

- a temperatura do estator do motor
- a quantidade de corrente de cada uma das fases
- a quantidade de corrente que retoma ao transformador da estação pelo cabo de aterramento

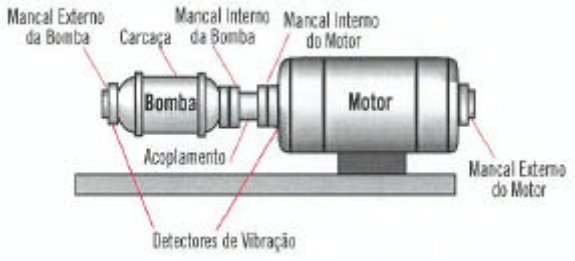


Figura 2.31. Sondas de acelerômetro do tipo de sensores de vibração e proximidade

A maioria dos controladores atua sobre as informações que chegam dos sensores e, em seguida, esquecem-nas. O Multilin, no entanto, guarda as suas leituras em memória. Acumula um "perfil" daquilo que é normal para o motor com o qual está ligado. O Multilin desenha um gráfico de aquecimento do motor e aplica essa curva para predizer quão rapidamente o motor poderá ficar quente. Além do mais, guarda um registro da quantidade de corrente que o motor costuma puxar, tanto na partida, como nas operações normais. Com essas informações, o Multilin pode indicar imediatamente se o motor não está se comportando de maneira normal. Caso o Multilin perceba que o motor está se aquecendo mais rapidamente do que deveria ocorrer ou que está puxando mais energia do que de costume, poderá desligar o motor antes que sofra avarias. O operador de campo poderá examinar o motor e rearmá-lo manualmente.

Detectores de temperatura por resistor

O Multilin rastreia a temperatura do motor mediante uma série de detectores de temperatura por resistores (RTDs) incorporados ao estator do motor. Mede quão rapidamente o motor se aquece, calcula quanto mais tempo o motor poderá operar com segurança, caso continue a se aquecer no mesmo ritmo. O Multilin prediz também quanto o motor irá aquecer se Você desliga e torna a ligá-lo depois.

Transformadores de corrente

O Multilin utiliza transformadores de corrente ligados nas três linhas de alimentação do motor para monitorar quanta corrente o motor está puxando em cada fase. Os transformadores de corrente são bobinas de fio enrolados em formato de rosquinha e colocado em tomo dos fios de alimentação de energia. A corrente que flui através do fio de alimentação induz uma pequena voltagem no enrolamento do transformador de corrente. A voltagem induzida é proporcional à quantidade de corrente que o motor está puxando. Um quarto transformador de corrente monitora o fluxo de corrente para fora do motor através do fio terra.

3. Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA)

3. Controle do processo

3.1. Conceito de controle

Um sistema de controle é um sistema em que algo é medido e comparado frente a um valor pré-determinado, tomando-se determinada ação como conseqüência. Estamos falando em particular dos sistemas de controle automático. O processo é, contudo, a mesma coisa num sistema de controle manual. Isto é, a comparação e a realização da ação são efetuadas por uma operação de estação ou automaticamente através do sistema SCADA.

Existem muitas razões diferentes para se terem sistemas de controle. A: aplicação mais óbvia na indústria de oleodutos é para controlar a válvula de regulagem de pressão no entorno do ponto de ajuste (ponto de ajuste) estabelecido e emitido pelo centro de controle. Podem os sistemas de controle fazer outras coisas, além da citada. Por exemplo, se o nível no poço atinge um certo ponto, existe um sistema de controle que liga automaticamente a bomba ou, caso se detecte um alto nível de gás, existe um sistema de controle que dá partida nos ventiladores apropriados.

Alguns sistemas de controle se denominam sistemas de controle por realimentação. Um Sistema de Controle por Realimentação é também denominado de malha fechada. Neste, o dispositivo controlador usa a informação obtida da variável de processo que deseja controlar (por exemplo, a pressão em um dado ponto do oleoduto) realimentando-a para sua entrada onde será comparada com o valor desejado ou ponto de ajuste. A diferença entre o valor corrente da variável e o ponto de ajuste é então utilizada pelo controlador para corrigir sua saída visando diminuir a diferença entre a condição presente e a desejável no processo que está sendo controlado.

Figura 3.1. Sistema de controle com realimentação negativa

3.2. Sistema de controle

Em qualquer tipo de sistema de controle, existem três elementos principais, que são citados na tabela abaixo.

Sensores, que permitem a leitura das condições de processo como a pressão, a temperatura e a vazão presentes em uma tubulação. Numa analogia com o corpo humano, o sensor constitui os olhos, ouvidos, nariz e tato do sistema.

Controlador, que é o cérebro do sistema, que avalia as informações obtidas dos sensores e resolve o que deve ser feito para se manter o processo sob controle.

Elementos finais, que são as "mãos" do sistema. O elemento final de controle manipula de forma real o que acontece na linha. Por exemplo, os elementos finais de controle podem ser válvulas controladas eletricamente ou bombas de poço que partem automaticamente tão logo se eleve o nível de um tanque.

Na Fig. 2, as Peças de um Sistema de Controle e os exemplos que seriam utilizados numa malha de controle de pressão.

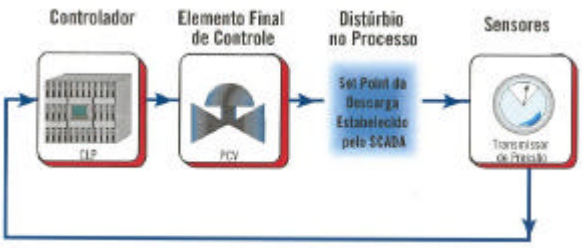


Figura 3.2. Elementos de um sistema de controle

3.3. Operação da malha de controle

Sensor

Os sistemas de controle começam e terminam com os sensores. Em primeiro lugar, os sensores informam o que está acontecendo no processo para que o CLP possa responder frente à situação. Em seguida, depois que o CLP tiver tomado uma decisão, e os elementos de controle final a realizarem, os sensores indicam qual o efeito que a decisão teve sobre a linha.

Controlador

O CLP avalia as informações provenientes de cada sensor para determinar se a linha está se comportando de maneira normal. Para tomar essa decisão, o CLP refere-se a um valor pré-determinado. Esse valor pré-determinado se denomina ponto de ajuste. O CLP compara as informações provenientes do sensor com esse ponto. Caso as informações ultrapassem a diferença permissível, manda um comando para que alguma ação seja tomada.

Elemento de controle final

A ação é realizada pelo elemento de controle final. O elemento de controle final é aquela parte do sistema de controle que muda diretamente a variável (pressão, temperatura, etc). Os sensores detectam então a mudança da variável e transmitem essas informações ao CLP. Assim, o sistema repete novamente a rotina acima descrita.

Perturbações de processo são mudanças no processo corrente ou em estado permanente. Isto inclui casos como mudança de batelada a transportar, perda de uma unidade de bombeamento ou um incêndio. O sistema de controle permaneceria em estado estável, caso não surgissem perturbações de processo. ~

Os sensores, o CLP e os elementos de controle finais trabalham em conjunto para dar tanto o controle sobre o oleoduto, como liberdade desse controle. Como muitas operações do dia-a-dia nos oleodutos são automatizadas, é possível gastar mais tempo na rotina de otimizar a eficiência de movimentação dos produtos.

3.4. Problemas dos sistemas de controle

Os sistemas de controle simplificam a sua tarefa, mantendo em nível constante variáveis tais como a pressão. Num mundo perfeito, o sistema de controle reagiria imediatamente frente a qualquer mudança na variável e iriam gerar um sinal de erro que corrigiria exatamente o problema. Infelizmente, esse mundo não é perfeito. Vários fatores interferem na capacidade do sistema de controle de

monitorar e controlar a sua variável. Esses elementos incluem:

- atraso do processo
- banda morta dos equipamentos e
- inércia dos fluídos

Atraso do processo

Os sistemas de controle jamais reagem imediatamente frente às mudanças na variável. Existe sempre um certo retardamento. Os dispositivos de medição (sensores) levam um certo tempo para registrar as mudanças. Os elementos de finais de controle levam tempo para agir em resposta as instruções do controlador, o que normalmente implica em uma ação física como mudança da posição das partes m6veis destes (por exemplo; mudança da posição do obturador ou plug em uma válvula de controle). O resultado é que o sistema de controle está sempre com um atraso em relação às condições reais do oleoduto.

Esse atraso se chama time lag ou retardamento. O atraso tem várias implicações.

- As informações que um sensor transmite para o controlador não são atuais. O sensor descreve o oleoduto como estava antes e não conforme se apresenta no momento em que o controlador recebe as informações. No momento em que o controlador recebe as informações do sensor e decide o que deve ser feito, as condições na linha já se modificaram.
- As instruções do controlador não trarão a variável de volta exatamente para o ponto de ajuste. Imagine que a pressão de linha está demasiada elevada e o controlador emite um comando para uma válvula de controle de pressão que iria trazer a pressão de volta exatamente para o ponto de ajuste. Infelizmente, já no momento em que a válvula de controle de pressão atua à base do comando, a pressão na linha se modificou. Isto significa que o comando não trará a pressão exatamente para o ponto de ajuste depois de tudo.

O sistema de controle trata de se adaptar às mudanças na variável a todo momento. Em virtude do retardamento, o sistema de controle ou sub-corrige o problema ou transcende o ponto de ajuste, jamais acertando o alvo com precisão. Esse movimento constante em torno do ponto de ajuste se chama oscilação. Para se evitar a oscilação do sistema, diminui-se a sensibilidade do mesmo, isto é, este passa a não responder a pequenas mudanças da variável. Se o sistema de controle não tiver que responder a cada pequeno desvio em relação ao ponto de ajuste, não fica constantemente a procura do ponto de ajuste. Ao invés disto, espera uma mudança maior para atuar.

O retardamento não significa que os instrumentos do sistema de controle sejam inexatos -são tão acurados quanto seja possível. O retardamento é provocado pelas condições de mudança pelas quais passa o processo e não pode ser evitado.

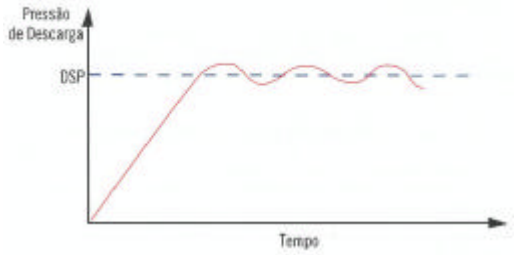


Figura 3.3. Oscilação da pressão de descarga do compressor

Banda mortas dos equipamentos

Imagine virar suavemente uma maçaneta de porta. Pense naquela pequena virada que pode dar a maçaneta antes que o mecanismo se encaixe e o trinco começa a se retirar do encaixe. Essa distancia é assim chamada "faixa morta" da maçaneta. A "faixa morta" significa a distância que o dispositivo pode deslocar-se dentro de seus vínculos mecânicos antes de provocar uma reação.

Nos dispositivos de detecção, a banda morta significa a distância que uma sonda se desloca antes que o sensor reaja. Todos os instrumentos tem bandas mortas, embora os técnicos se esforcem por mantê-las tão reduzidas quanto seja possível. As bandas mortas aumentam o retardamento do sistema de controle. As bandas mortas impedem também ao sistema de controle de registrarem mudanças muito pequenas da variável.

Contribuem também para as bandas mortas o atrito e a inércia. As peças móveis em função da inércia e o atrito que existe entre elas resistem a qualquer esforço que tente deslocá-las, até que a força atinja um valor crítico quando então começam a se mover subitamente. A resistência da peça móvel se deve em parte ao atrito e em parte à inércia -a resistência imposta pelo objeto à mudanças no seu movimento (ou, se o objeto estiver em

repouso, o esforço para colocá-lo em movimento). Trate de fazer andar um carro cujo motor parou. Para tirá-lo da imobilidade, é necessário desenvolver muito esforço para fazer com que comece a se mexer. Depois disso, o carro se movimenta mais facilmente, sendo difícil detê-lo. O carro tem uma grande inércia que Você tem que vencer para fazer com que comece a se deslocar e que tenha que sobrepujar de novo para detê-lo. As peças mecânicas nos sensores se movimentam dessa mesma maneira. Assim também as válvulas de controle que são os elementos finais de controle mais comuns nos oleodutos. Começam com um impulso e tendem a continuar a se movimentar depois de iniciado o movimento. Isto significa, em relação às pequenas correções, que muitas vezes se ultrapassa a marca desejável podendo com isto provocar um retomo dando início a um ciclo de oscilação no sistema de controle-

Inércia de fluidos

Os sensores e as válvulas não são os únicos elementos do oleoduto que têm inércia. O fluído na tubulação também tem inércia. Como toda mudança ao movimento implica em resistência, os elementos finais de controle devem atuar lentamente. Suponhamos que uma válvula de controle de pressão se feche subitamente de maneira completa. O fluído resiste à mudança no seu movimento e tende a continuar a se deslocar para frente. Isto significa que todo fluído na linha exerce pressão sobre a válvula. O resultado é uma elevação muito grande e rápida da pressão que poderia danificar a válvula ou até romper a linha. Ainda que a válvula se feche parcialmente, o fluído resiste à mudança exercendo muita força contra ela. Os elementos de controle final devem, portanto, movimentar-se lentamente e isto aumenta ainda mais o retardamento do sistema de controle.

3.5. Exemplo: sistema de controle de pressão

Seja o sistema de controle de pressão:

- sistema de transmissão de pressão de sucção
- sistema de transmissão de pressão de descarga o
- válvula de controle de pressão e
- um controlador (neste caso o CLP).

O controlador recebe do centro de controle os ponto de ajustes que você fixou, para efeito de controle das pressões de descarga e sucção. Recebe também a leitura corrente dos transmissores de pressão (a pressão é informada sob a forma de corrente na faixa de 4 a 20 mA) de descarga e sucção. O controlador determina então a diferença entre a pressão de descarga e o ponto de ajuste. Ao mesmo tempo determina a diferença entre a pressão de sucção e o respectivo ponto de ajuste.

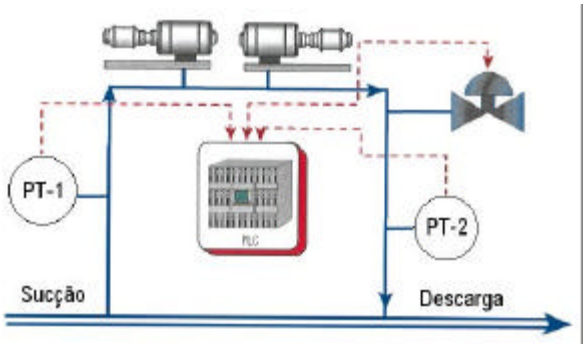


Figura 3.4. Sistema de controle de pressão

A diferença maior, descarga ou sucção, se utiliza para determinar como a válvula de controle de pressão deve ser alterada. Quanto maior a diferença, maior terá que ser o movimento da PCV para trazer a pressão de volta ao ponto de ajuste.

A direção em que se desloca a PCV é determinada também pela diferença. Caso a pressão de sucção seja superior ao ponto de ajuste de sucção ou caso a pressão de descarga seja inferior ao ponto de ajuste de descarga, abre-se a PCV. Ou, sendo a pressão de sucção inferior ao ponto de ajuste de sucção, ou a pressão de descarga maior do que o ponto de ajuste de descarga, fecha-se a PCV.

Os instrumentos registram a mudança da pressão e transmitem essas mudanças para o CLP. Assim, se inicia novo ciclo da malha de controle.

Sinais de erro

Um sinal de erro é gerado pelo controlador; sendo este sinal a diferença entre o ponto de ajuste e a informação provida pelo sensor no caso do sensor (o sensor está conjugado ao transmissor) de pressão. Quanto maior a

diferença entre o ponto de ajuste e o sinal de variável, maior será o sinal de erro. O sinal de erro é utilizado pelo controlador para determinar de que maneira deve o desvio da situação ideal ser corrigido.

Depois que tiver sido gerado, o sinal de erro é amplificado e "condicionado". O condicionamento de um sinal significa trabalhá-lo de forma fina para que ele possa corrigir com precisão determinado problema. Um sinal corretamente condicionado não irá provocar uma correção excessiva ou inadequada, permitindo que o sistema volte ao ponto de ajuste rápida e eficientemente, ao invés de oscilar em tomo desse ponto -primeiro abaixo, depois acima do ponto e depois novamente para baixo. Essas oscilações provocam uma degradação grande da eficiência do sistema implicando em um gasto inútil de energia e dinheiro, podendo acarretar desgaste precoce de equipamentos o que provocará cuidados de manutenção dispendiosos, bem como condições de operação não estáveis da linha.

O CLP condiciona o sinal com um conjunto de comandos denominado um algoritmo de controle ou malha PID (malha fechada com algoritmo Derivado, Integral e Proporcional).

Transmissor de pressão de sucção

O transmissor de pressão de sucção mede a pressão de fluído à medida que este ingressa na estação de bombeamento. Existe também uma chave de baixa pressão de sucção (que é designada de pressostato) ao lado do transmissor de pressão, que é acionada automaticamente sempre que a pressão de sucção caia abaixo de certo nível, que corresponde ao ponto de ajuste da chave.

As informações provenientes do transmissor de pressão e da chave de pressão vão para um controlador, que pode ser um instrumento localizado fora do CLP.

O controlador também pode ser implementado dentro da lógica do CLP. O controlador exerce três tarefas;

- Em primeiro lugar, lida com o ponto de ajuste da pressão de sucção que o operador ajusta e emite do centro de controle.
- Em segundo lugar, o controlador exibe a pressão de sucção da linha juntamente com o ponto de ajuste. Isto pode ser feito através da interface homem/máquina na estação (geralmente um monitor similar a uma TV) ou através de um instrumento dedicado designado de PIC (Indicador e Controlador de Pressão).
- Finalmente, o controlador faz a comparação eletrônica do sinal proveniente do transmissor de pressão de sucção com o ponto de ajuste. Envia em seguida um sinal de erro à base dessa comparação para um estágio chamado de passa alta que seleciona o maior dentre os sinais provenientes do controlador da pressão de sucção e da pressão de descarga.

A transmissão de um sinal de erro não significa necessariamente que algo está errado -é apenas a medida de quão próximos entre si estão os sinais da variável e o ponto de ajuste. Se estiverem muito afastados, o sinal de erro será grande. Se estiverem muito próximos, o sinal de erro será pequeno -mas este será sempre transmitido.

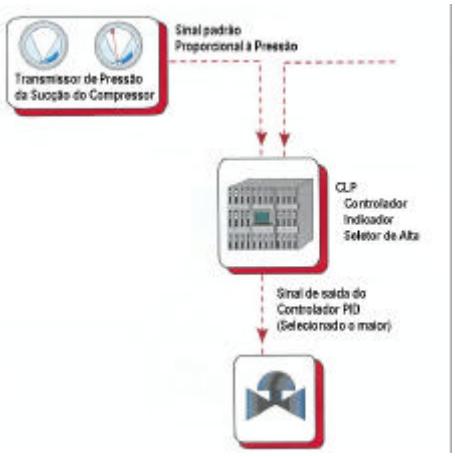


Figura 3.5. Sistema de Controle de Pressão de Sucção

Transmissão de pressão de descarga

O transmissor de pressão de descarga mede a pressão do fluído no momento em que este sai da estação de bombeamento. Funciona mais ou menos da mesma maneira que o transmissor de pressão de sucção. Assim como o sistema transmissor de pressão de sucção tinha uma chave de pressão, assim também o tem o sistema transmissor de pressão de descarga. No entanto, o sistema transmissor de descarga tem duas chaves. Essas chaves são acionadas por diferentes níveis de pressão alta de descarga.

As informações provenientes do transmissor de pressão vão para um controlador, que pode ser um instrumento

localizado fora do CLP ou dentro do mesmo sendo implementado através da sua lógica. O controlador realiza três tarefas.

Em primeiro lugar, lida com o ponto de ajuste de pressão de descarga que Você ajustou e emitiu do centro de controle.

Em segundo lugar, o controlador exibe a pressão de descarga da linha, geralmente em conjunto com o ponto de ajuste. Isto pode ser feito através da interface Homem/máquina na estação ou através de um instrumento designado PIC (Indicador e Controlador de Pressão).

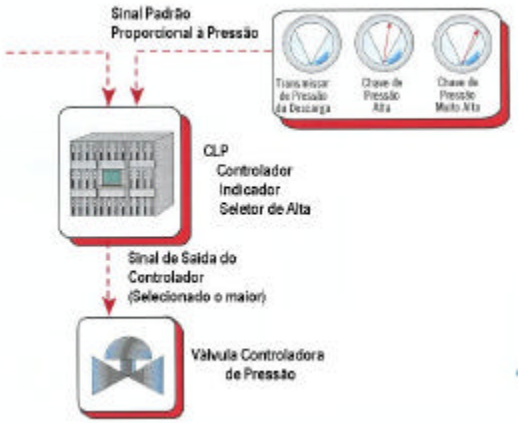


Figura 3.6. Controle de pressão de descarga

Controle de pressão da descarga

Finalmente, o controlador faz por meios eletrônicos a comparação entre o sinal proveniente do transmissor de pressão de descarga e o ponto de ajuste. Mandando, em seguida, o sinal de erro baseado nessa comparação para o estágio de passa alta.

O estágio de passa alta compara os sinais de erro provenientes do controlador de sucção e o controlador de descarga, mandando o maior dentre os dois sinais para a etapa seguinte no sistema de instrumentação, qual seja o acionador da válvula de controle de pressão.

Válvula de controle de pressão

A válvula de controle de pressão é o elemento final de controle nesse sistema de instrumentação -isto é, o dispositivo que afeta realmente a variável. O controlador aumenta ou diminui a pressão de linha através da PCV para levá-la ao ponto de ajuste. Um acionador eletro-hidráulico é o dispositivo que abre ou fecha hidraulicamente uma válvula em resposta a um sinal elétrico.

A válvula de controle de pressão abre e fecha de acordo com um sinal do conversor de sinais altos. Suponhamos que a estação tenha alta pressão de descarga. O controlador:

- compara o maior sinal com o ponto de ajuste de descarga
- certifica-se de que a pressão de descarga é mais elevada do que o ponto de ajuste
- gera um sinal de erro e condiciona a este para que possa corrigir o problema.

Em resposta, o acionador eletro-hidráulico fecha parcialmente a válvula. A pressão na linha se reduz e o sinal proveniente do transmissor de pressão de descarga também diminui, levando a um sinal mais próximo do ponto de ajuste. Pelo fato de que os dois sinais estão mais próximos, o sinal de erro do controlador irá também diminuir. Em pouco tempo, este sinal não é mais suficiente para sobrepujar o sinal proveniente do controlador de pressão de sucção no estágio de passa alta.O acionador pára de deslocar a válvula e o sistema retoma ao estado de equilíbrio.

Transmissor de pressão de carcaça

Os transmissores de pressão de **carcaça** não fazem realmente parte do sistema de controle de pressão da estação, mas lhe fornecem informações essenciais de contexto.

Esses instrumentos medem a pressão do fluído depois que ele passou pelas bombas da estação, mas antes que atinja a válvula de controle de pressão. Baixa pressão de carcaça pode significar que as bombas não estão funcionando corretamente. A alta pressão de carcaça em conjunto com baixa pressão de descarga poderá significar:

- que existem muitas bombas operando, ao passo que o sistema de controle de pressão está usando a válvula de controle de pressão para reduzir a pressão na linha. Controlar a pressão com a PCV, ao invés de reduzir o número de bombas na linha, é ineficiente e potencialmente perigoso. O esforço sobre a válvula pode desgastá-la precocemente, ao passo que o esforço provocado por bombear contra uma válvula quase fechada poderá fazer com que os motores das bombas se aqueçam excessivamente. (
- o oleoduto ficou bloqueado em algum lugar entre as bombas e a saída ou descarga da estação. É possível que a PCV esteja emperrada numa posição quase fechada. (

- o oleoduto estaria vazando ou se rompeu entre a PVC e a saída ou descarga da estação ou, existe uma ruptura à jusante.

Todas essas situações são extremamente graves, de modo que se Você observar alta pressão de carcaça e baixa pressão de descarga, deverá fazer uma investigação e corrigir imediatamente o problema.

Exatamente da mesma forma que os transmissores de pressões de sucção e descarga, existe uma chave de pressão que fecha tão logo a pressão de carcaça se eleve acima do ponto de ajuste da chave. A chave não faz parte do sistema de controle de pressão, mas ajuda a operar a linha com segurança.

3. Controle Supervisório e Aquisição de Dados

3.1. Introdução

Um sistema de aquisição de dados coleta e armazena para uso futuro. Os dados analógicos (corrente de 4 a 20 mA cc, tensão de mV de células de carga, tensão de termopares dos tipos J, K, R, S, T e B, resistências detectoras de temperatura, pulsos de turbinas medidoras de vazão, freqüência de sinais de transmissores de vazão magnéticos, freqüências de medidores tipo vortex ou coriolis) são **convertidos** para a forma digital conveniente para ser usada dentro do sistema digital de aquisição de dados. São transferidos também os chamados sinais digitais, como protocolo HART®, contatos secos de chaves e relés, pulsos binários. Atualmente, na maioria das aplicações industriais, a aquisição de dados é feita por controladores lógico programáveis (CLP), que possuem as interfaces de entrada e saída já padronizadas e com preço mais conveniente que as interfaces E/S do sistema digital de controle distribuído. Outro vantagem de se usar um CLP como sistema de coleta de dados é a facilidade de driver de comunicação entre ele e o microcomputador onde será rodado o programa aplicativo para realizar o controle supervisório do processo.

Quando os dados são coletados a grandes distâncias, eles são **transferidos** através de fios físicos, por uma onda de rádio freqüência portadora ou através de linha telefônica ou por uma combinação qualquer destas três técnicas.

Estes dados estão agora disponíveis em um único local centralizado, e podem ser indicados, registrados, totalizados, analisados e alarmados.

É também desejável que o operador, além de coletar os dados e saber os status dos dispositivos remotos, possa atuar no processo, abrindo e fechando válvulas motorizadas, ligando e desligando motores de bombas e compressores, enviando sinais analógicos para atuar em válvulas de controle. Nestas aplicações, os sinais digitais do sistema de aquisição de dados devem ser convertidos de volta para a forma analógica e aplicados a algum tipo de atuador no processo.

Neste ponto, deve-se projetar e construir equipamentos digitais que executem todas estas tarefas. Este equipamento já existe, associado a programas de computador aplicativos: é o Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA).

3.2. Equipamento (Hardware)

A plataforma de operação do sistema de aquisição de dados e controle supervisório é um microcomputador, rodando um programa aplicativo. Através de configuração de telas, o operador pode selecionar através do teclado ou mouse do computador diferentes visões do processo, desde uma malha isolada até o processo completo (*overview*).

O monitor do computador irá substituir os painéis convencionais com botoeiras, instrumentos de display, anunciador de alarme e painel sinóptico. As chaves liga e desliga e as botoeiras de partida e parada são substituídas por teclas ou são atuadas através da tela especial (*touch screen*). Tem-se agora chaves lógicas ou virtuais que funcionam exatamente como se fossem reais.

O monitor do computador substitui os instrumentos de display. Através do programa de configuração, o operador pode selecionar telas que apresentam os valores numéricos das variáveis de processo de diferentes modos, à sua escolha. Os valores podem aparecer ao lado dos equipamentos associados. Por exemplo, o nível do tanque pode ser apresentado em percentagem ao lado do desenho do tanque, a vazão que passa por uma tubulação pode ter o valor instantâneo mostrado junto da tubulação, a temperatura de um reator pode ser mostrada em diferentes posições, em valores digitais. Através da configuração de tela, os instrumentos virtuais podem se parecer com instrumentos convencionais, com escala *analógica* (gráfico

de barras simula a escala analógica), com botões, chaves seletoras e chaves de atuação.

A totalização da vazão ou de outra variável (por exemplo, tempo acumulado de operação de motor de bomba) pode ser apresentada na tela do monitor, em tamanho e cor definidos pelo usuário.

O anunciador de alarme é eliminado e agora os alarmes são listados pelo computador, mostrados na tela do monitor ou impressos em papel, se necessário. O alarme sonoro contínua existindo. O usuário pode definir um código de cores para diferentes tipos de alarme. No diagrama do processo mostrado na tela do monitor do computador, as variáveis alarmadas podem assumir diferentes cores.

Também no sistema, os status dos equipamentos podem ser definidos e observados na tela do monitor. Assim, por exemplo, válvulas fechadas podem ser representadas em vermelho, fechadas em amarelo e em posições intermediárias, em verde.

Tudo que era feito através da instrumentação convencional contínua sendo feito, porém, o operador vê o processo através de uma janela. Sua interface para ver o que está ocorrendo é a tela do monitor e sua interface para atuar no processo é o teclado do computador, mouse, trackball (mouse com esfera) ou a própria tela do monitor se ela for sensível ao toque (touch screen).

Este sistema supervisório facilita muito a vida do operador. Relatórios que anteriormente eram escritos à mão agora são automaticamente impressos. A partir do aperto de uma tecla, o operador pode ter uma lista de todos os pontos que foram alarmados nas últimas 24 horas de operação.

Concluindo: um conjunto integrado de sistema de aquisição de dados, programa de controle supervisório e um microcomputador, pode ser uma alternativa econômica para um Sistema Digital de Controle Distribuído. Por causa de suas limitações de desempenho e conveniência geral apresentadas por um sistema com microcomputador, estas aplicações são idéias para processos onde o custo é crítico e o controle é simples. Este conceito certamente cria a expectativa e a visão do futuro para aplicações abertas. Mesmo com suas limitações, o sistema pode ter ou fazer:

1. gerenciamento de banco de dados relacional,
2. pacote de planilha de cálculo
3. capacidade de controle estatístico de processo
4. processador de texto
5. gerenciamento de display orientado para objeto
6. estação de trabalho orientada para janela
7. troca de informações com outros sistemas da planta
8. comunicação com outros sistemas digitais, como controlador lógico programável, controlador digital single loop, sistema de monitoração de máquinas rotativas, sistema de análise da planta
9. interoperabilidade entre outras plataformas digitais disparatadas.

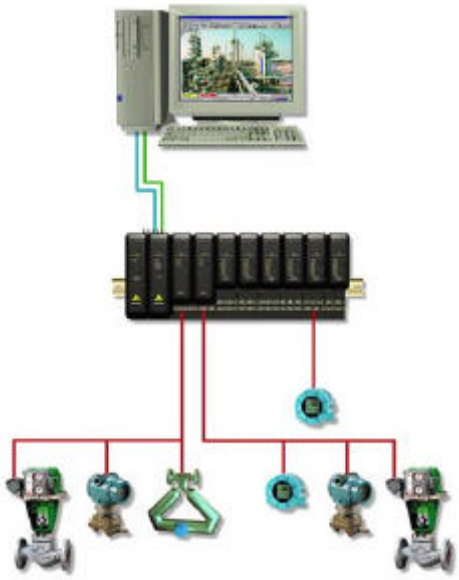


Fig. 3.7. Sistema digital típico

3.3. Programa Aplicativo (Software)

A operação de selecionar uma malha, iniciar uma entrada de dados, atuar em determinado dispositivo remoto, apresentar uma lista de alarmes não é feita milagrosamente, mas deve ser prevista e programada. Para facilitar as coisas, são

disponíveis vários programas aplicativos no mercado, para que usuário realize seu controle, sendo os mais conhecidos:

1. Intouch, da Wonderware
2. FicsDmacs, da Intellution
3. Oasys, da Valmet
4. Wizcon, da Wizcon
5. Elipse, da Elipse Software
6. RSView, da Allen-Bradley
7. Aimax, da Smar

2. SCADA de um oleoduto

Quando um operador de petróleo emite um comando a partir do centro de controle, uma série de comandos precisos vai da estação de trabalho do operador, passando por uma série de subsistemas e chegando até um dispositivo que responde ao comando. Então, depois do dispositivo ter realizado o comando, sensores locais monitoram o equipamento e enviam dados de volta para o operador no centro de controle. *O hardware e o software que ligam o operador ao equipamento do oleoduto são denominados Sistema Supervisor de Controle e Aquisição de Dados (SCADA). O sistema SCADA permite ao operador controlar dispositivos, tais como bombas e válvulas e monitorar dados, tais como temperatura, amperagem, densidade, pressão, de vários pontos ao longo do oleoduto.*

Fig. 1. Operação típica da Estação de Trabalho do Centro de Controle: os monitores fornecem informações precisas sobre o estado do oleoduto

Fig. 3.8. Estação de operação SCADA

Os sete componentes interconectados de um sistema de controle de oleoduto típico são:

1. Operador do centro de controle
2. Nível do Centro de Controle ("Host")
3. Terminais de Comunicações (CFE)
4. Comunicação de dados
5. Unidade Terminal Remota (RTU)
6. Controladores lógicos programáveis (CLPs), módulos de entrada/saída (I/O) e Interface homem-máquina (IHM)
7. Instrumentação e equipamentos.

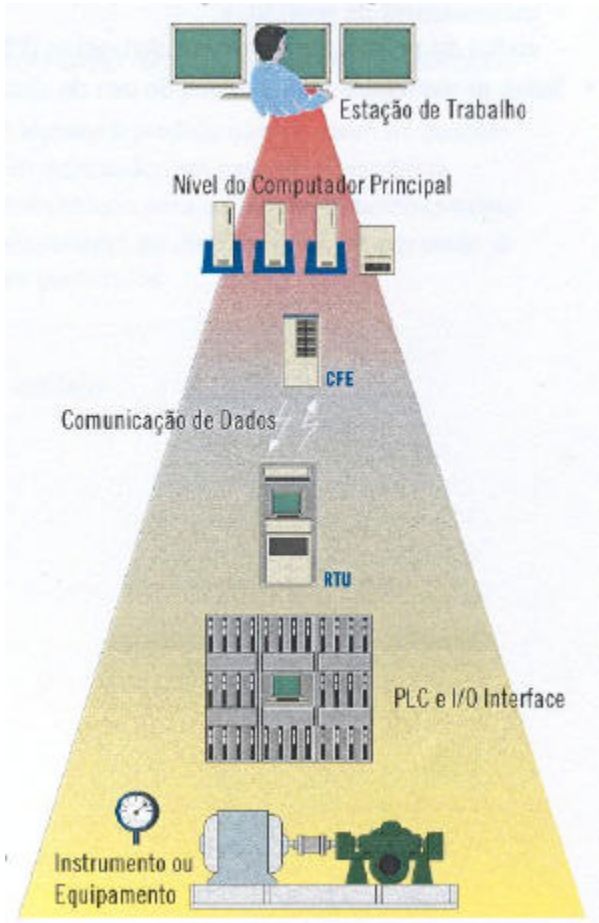


Figura 3.9. Sistema SCADA típico para Controle do Oleoduto

2.1. Operador do centro de controle

Monitores de vídeo mostram informações e o estado do sistema usando a interface gráfica do usuário (***GUI -Graphical User Interface***). O operador emite comandos usando o mouse para apontar porções específicas da GUI. Por exemplo, para dar a partida de uma bomba, o operador posiciona a seta do mouse (cursor) sobre o símbolo daquela bomba específica e seleciona um painel de execução.

Há várias telas diferentes às quais o operador pode ter acesso. Cada uma apresenta informações diferentes, ou a informação em formatos diversos (digital ou linear).

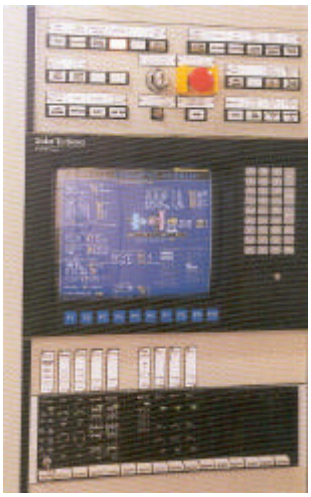


Figura 3.10. Tela em formato Linear

A Figura 3 ilustra uma das telas que um operador do centro de controle usa. Esta tela lista as estações de bombeamento (verticalmente em ambos os lados, esquerdo e direito da tela), pressões (RMS, HLD, SUC, DISC, RMD), ponto de ajustes (SSP, DSP), head (LD), vazão (FLW), estado da bomba (1, 2, 3) e densidade do produto (GRV).

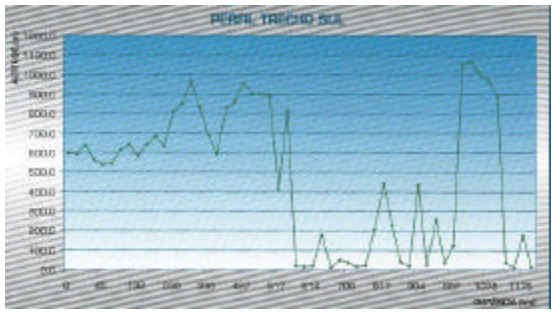


Figura 3.11. Tela do Perfil Hidráulico

A tela mostrada na Fig. 4 fornece ao operador informações sobre escoamento, pressão (head), elevação, e na parte inferior da tela, as bateladas de produto no oleoduto.

2.2. Nível do centro de controle (HOST)

O hardware e o software que ficam no topo da hierarquia do SCADA são denominados de forma global de Nível do Centro de Controle. Todas as estações de trabalho e seus softwares trabalham juntamente com o nível do Centro de Controle do sistema de controle do oleoduto. O elemento chave no Nível do Centro de Controle de Operação do sistema é o software, um conjunto de programas que funcionam juntos para reunir e mostrar os dados do campo e para controlar as bombas e as válvulas.

2.3. Comunicações

O sistema de comunicação liga o nível do centro de controle com as localizações remotas. O terminal de comunicação (CFE) é um microprocessador instalado no centro de controle. Seu objetivo é coordenar e organizar a comunicação do Centro de Controle para as estações. A rede de comunicação de dados usa uma combinação de conexões de comunicação, linhas telefônicas, e hardware especializado para realizar os comandos do operador a partir da CFE para a estação e o equipamento que estão sendo controlados.

2.4. Estação de operação

Quando os comandos do operador chegam a uma localização remota, o sistema aciona dispositivos, controladores e/ou programas, dependendo do comando emitido. Estes dispositivos, controladores, e/ou programas executam os comandos para os equipamentos que estão sendo controlados e passam a informação de volta para o operador para monitoramento da operação.

A unidade terminal remota (RTU) recebe o comando e o envia para um controlador, depois para um dispositivo de entrada/saída, controlando o determinado equipamento. O nível seguinte na estação é o controlador lógico programável (CLP). O CLP é um computador projetado para

- controlar bombas
- controlar válvulas
- fornecer dados operacionais brutos e em escala
- assegurar um ambiente operacional seguro, executando independentemente os procedimentos de parada de emergência se necessário

Localizado no CLP estão os módulos de entrada/saída (1/0). O módulo I/O realiza o trabalho físico de executar os comandos. Uma interface homem - máquina (IHM) permite o controle local da estação quando necessário.

2.5. Instrumentação e equipamentos

Os instrumentos do oleoduto medem as condições nas quais se encontra o oleoduto e transmitem estes dados de volta para o operador no centro de controle. Os instrumentos incluem transdutores de pressão, medidores, dispositivos de detecção de fogo e gás combustível, densímetros e termômetros. Os equipamentos de campo são as máquinas que efetivamente exercem um impacto físico sobre o escoamento dos líquidos através do oleoduto. Os equipamentos chave de campo são as bombas e as válvulas.

4. Alarmes

4.1. Alarmes da estação e de campo

No centro de controle, necessita-se ter informações a respeito de cada estação no oleoduto. O operador de estação necessita ter informações a respeito de cada válvula, medidor, e o controle de energia para cada oleoduto que entra na estação.

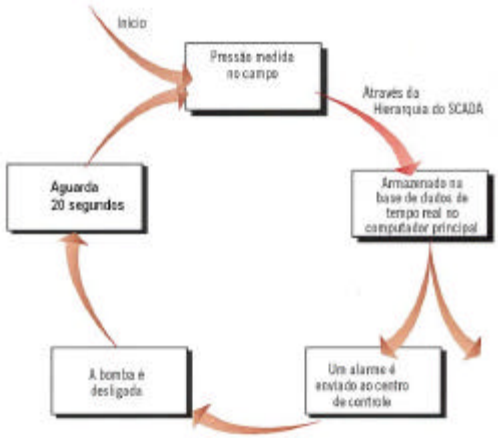


Fig. 3.12. Comandos e alarmes no sistema

Alguns locais são também estações terminais, pelo que poderiam existir tarefas suplementares a serem realizadas. Assim sendo, os operadores de estação e os operadores dos centros de controle têm objetivos ligeiramente diferentes. Existe, contudo, alguma necessidade evidente de superposição, uma vez que todo o mundo tem em vista o mesmo objetivo, operar o oleoduto em segurança.

Falhando algo a nível de estação, por exemplo, os operadores de estação necessitam saber a causa exata do defeito para que possa notificar prontamente o pessoal de manutenção apropriado. No centro de controle, você necessita saber que ou a estação ou as bombas não estão disponíveis para o uso.

Outro exemplo poderia ser o alarme **de Defeito de Estação.** Esse alarme é iniciado a nível de Estação em virtude de diversas

condições. O operador de estação e o pessoal de manutenção necessitam saber a causa exata de alarme para que possam ser tomadas medidas apropriadas. Poderia ser benéfico para Você saber a causa do alarme uma vez que é responsável por chamar alguém, mas em virtude das limitações de tempo de processamento e largura de banda, não é viável encaminhar para o centro de controle todos os alarmes.

Existem também alarmes que você vê na sala de controle, e que o operador de estação não vê. Os alarmes que tratam de advertências remotas de sucção (SRW) e o Monitor de Pressão de Linha, por exemplo, são vistos unicamente no centro de controle. Não são percebidos tais alarmes a nível de Estação.

4.2. Alarmes e desarmes

Ocorrendo determinados alarmes, você necessitará entrar em contato com o operador de estação. Ao se conversar com ele, poderão surgir referências a alarmes ou desarmes (trips). Existem a nível de estação tanto alarmes como alarmes com desligamento. De maneira típica, no campo, todos eles são chamados alarmes. No centro de controle, não existe diferença entre um alarme e um desligamento. Todos eles aparecem na tela de alarmes.

O alarme de **Problema na Estação,** por exemplo, é um alarme dirigido para o SCADA assim como emitido a nível de campo, mas não ativa automaticamente qualquer tipo de desligamento. Por outro lado, um alarme de **Defeito de Selo de Bomba** é considerado uma condição de desligamento e fará com que a bomba seja travada e pare automaticamente.

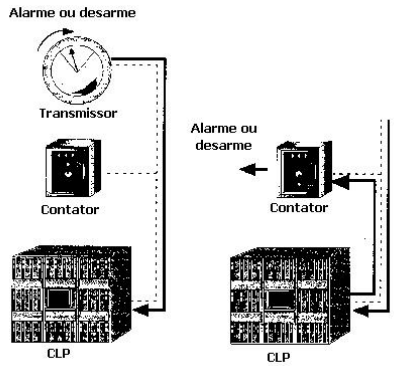


Fig. 3.13. Alarme e desarme

4.3. Seqüências de alarme

Muitos dos alarmes fazem com que a bomba pare. Ao se efetuar essa operação, a parada poderá ter lugar de duas maneiras diferentes, quais sejam: uma parada com rearme automático ou uma parada com travamento. Esses dois tipos de paradas podem afetar as suas operações com o oleoduto, de modo que é importante saber a diferença entre um e outro.

Paradas da bomba com rearme automático

A parada com Rearme Automático significa que você pode re-ligar uma bomba parada mediante uma seqüência de parada com rearme automático tão logo se apague o alarme que originou a ação. Saberá ao se limpar o alarme, porque irá receber outro alarme que lhe avisa do fato.

Além do mais, quando o centro de controle ou ao sistema local envia um comando de **Parar Bomba,** isto ativa o circuito de parada automática de bomba na CLP e desliga a bomba. As paradas desse tipo se denominadas comandos de pulsação no CLP Isto significa que o circuito de parada automática é ativado durante um curto período apenas.

Paradas com travamento da bomba

A parada com travamento é um comando para o CLP de tipo diferente. Ao se ativar o circuito de travamento, a bomba para e a situação de travamento lhe é comunicada através do sistema SCADA. O circuito de travamento fica em atividade até que alguém no campo o rearme MANUALMENTE, depois de se ter apagado o alarme que iniciou a ação. É tão somente depois do rearme manual que se pode ligar novamente a bomba.

Uma bomba pode ser travada em virtude de diversas condições de proteção de bomba ou mediante uma condição relacionada com a estação. Uma condição de **Incêndio em Bomba,** por exemplo, trava todas as bombas e não apenas aquela em que o incêndio foi detectado. Outro exemplo seria o alarme de **Alto Nível de Líquido no Poço.** Esse é um alarme de estação, mas que trava todas as bombas.

Metrologia

4. Sistema Internacional

1. Sistema Internacional de Unidades (SI)

1.1. Histórico

Em 1960, a 11ª CGPM deu formalmente o nome de *Systeme International d'Unites*, simbolizado como SI (*Sistema Internacional*) e o estabeleceu como padrão universal de unidades de medição. SI é um símbolo e não a abreviatura de Sistema Internacional e por isso é errado escrever S.I., com pontos.

1.2. Características

O SI é um sistema de unidades com as seguintes características desejáveis:

1. Coerente
2. Decimal,
3. Único,
4. Poucas Unidades de base
5. Unidades com tamanhos razoáveis,
6. Completo
7. Simples e preciso,
8. Não degradável
9. Universal

Ser coerente significa que o produto ou o quociente de quaisquer duas unidades é a unidade da quantidade resultante. Por exemplo, o produto da força de 1 N pelo comprimento de 1 m é 1 J de trabalho.

No sistema decimal, todos os fatores envolvidos na conversão e criação de unidades são somente potências de 10. No SI, as únicas exceções se referem às unidades de tempo baseadas no calendário, onde se tem

1 dia 24 horas

1 hora 60 minutos

1 minuto 60 segundos

No sistema, há somente uma unidade para cada tipo de quantidade física, independente se ela é mecânica, elétrica, química, ou termal. Joule é unidade de energia elétrica, mecânica, calorífica ou química.

As sete unidades de base são separadas e independentes entre si, por definição e realização.

Os tamanhos das unidades evitam a complicação do uso de prefixos de múltiplos e submúltiplos.

O SI é completo e pode se expandir indefinidamente, incluindo nomes e símbolos de unidades de base e derivadas e prefixos necessários.

O SI é simples, de modo que cientistas, engenheiros e leigos podem usá-lo e ter noção das ordens de grandeza envolvidas. Não possui ambigüidade entre nomes de grandezas e de unidades.

O SI não se degrade, de modo que as mesmas unidades são usadas ontem, hoje e amanhã.

Os símbolos e nomes de unidades formam um único conjunto básico de padrões conhecidos, aceitos e usados no mundo inteiro.

1.3. Conclusão

O SI oferece várias vantagens nas áreas de comércio, relações internacionais, ensino e trabalhos acadêmicos e pesquisas científicas. Atualmente, mais de 90% da população do mundo vive em países que usam correntemente ou estão em vias de mudar para o SI. Os Estados Unidos, Inglaterra, Austrália, Nova Zelândia, África do Sul adotaram legalmente o SI. Também o Japão e a China

estão atualizando seus sistemas de medidas para se conformar com o SI.

A utilização do SI é recomendada pelo BIPM, ISO, OIML, CEI e por muitas outras organizações ligadas à normalização, metrologia e instrumentação.

É uma obrigação de todo técnico entender, respeitar e usar o SI corretamente.

1.4. Política IEEE e SI

A política (Policy 9.20) adotada pelo IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). A política de transição para as unidades SI começou em 01 JAN 96, estágio 1, que requer que todas as normas novas e revisões submetidas para aprovação devem ter unidades SI.

No estágio 2, a partir de 01 JAN 98, dá-se preferencia às SI. A política não aprova a alternativa de se colocar a unidade SI seguida pela unidade não SI em parêntesis, pois isto torna mais difícil a leitura do texto. É recomendável usar notas de rodapé ou tabelas de conversão.

No estágio 3, para ocorrer após 01 JAN 2000, propõe-se que todas as normas novas e revistas devem usar obrigatoriamente unidades SI. AS unidades não SI só podem aparecer em notas de rodapé ou em anexos informativos.

Foram notadas três exceções:

1. Tamanhos comerciais, como séries de bitola de fios AWG e conexões baseadas em polegadas, não precisam ser transformados em termos SI.
2. Soquetes e plugs
3. Quando houver conflitos com normas ou práticas de indústria existentes, deve haver uma avaliação individual e aprovado temporariamente pelo IEEE.

A implementação do plano não requer que os produtos já existentes, com parâmetros em unidades não SI, sejam substituídos por produtos com parâmetros em unidades SI.

2. Múltiplos e Submúltiplos

Como há unidades muito pequenas e muito grandes, elas devem ser modificadas por prefixos fatores de 10. Por exemplo, a distância entre São Paulo e Rio de Janeiro expressa em metros é de 4×10^9 metros. A espessura da folha deste livro é cerca de 1×10^{-7} metros. Para evitar estes números muito grandes e muito pequenos, compreensíveis apenas para os cientistas, usam-se prefixos decimais às unidades SI. Assim, a distância entre São Paulo e Rio se torna 400 kilômetros (400 km) e a espessura da folha de papel, 0,1 milímetros (0,1 mm).

Os prefixos para as unidades SI são usados para formar múltiplos e submúltiplos decimais das unidades SI. Deve-se usar apenas um prefixo de cada vez. O símbolo do prefixo deve ser combinado diretamente com o símbolo da unidade.

Tab. 4.1. - Múltiplos e Submúltiplos

Prefixo	Símbolo	Fator de 10
yotta	Y	+24
zetta	Z	+21
exa	E	+18
peta	P	+15
tera	T	+12
giga	G	+ 9
mega**	M	+6
kilo**	k	+ 3
hecto*	H	+2
deca*	da	+1
deci*	d	-1
centi*	c	-2
mili**	m	-3
micro**	µ	-6
nano	n	-9
pico	p	-12
femto	f	-15
atto	a	-18
zepto	z	-21
yocto	y	-24

Observações

** Exceto para o uso não técnico de centímetro e em medidas especiais de área e volume, devem-se evitar estes prefixos.*

** Estes prefixos devem ser os preferidos, por terem potências múltiplas de 3

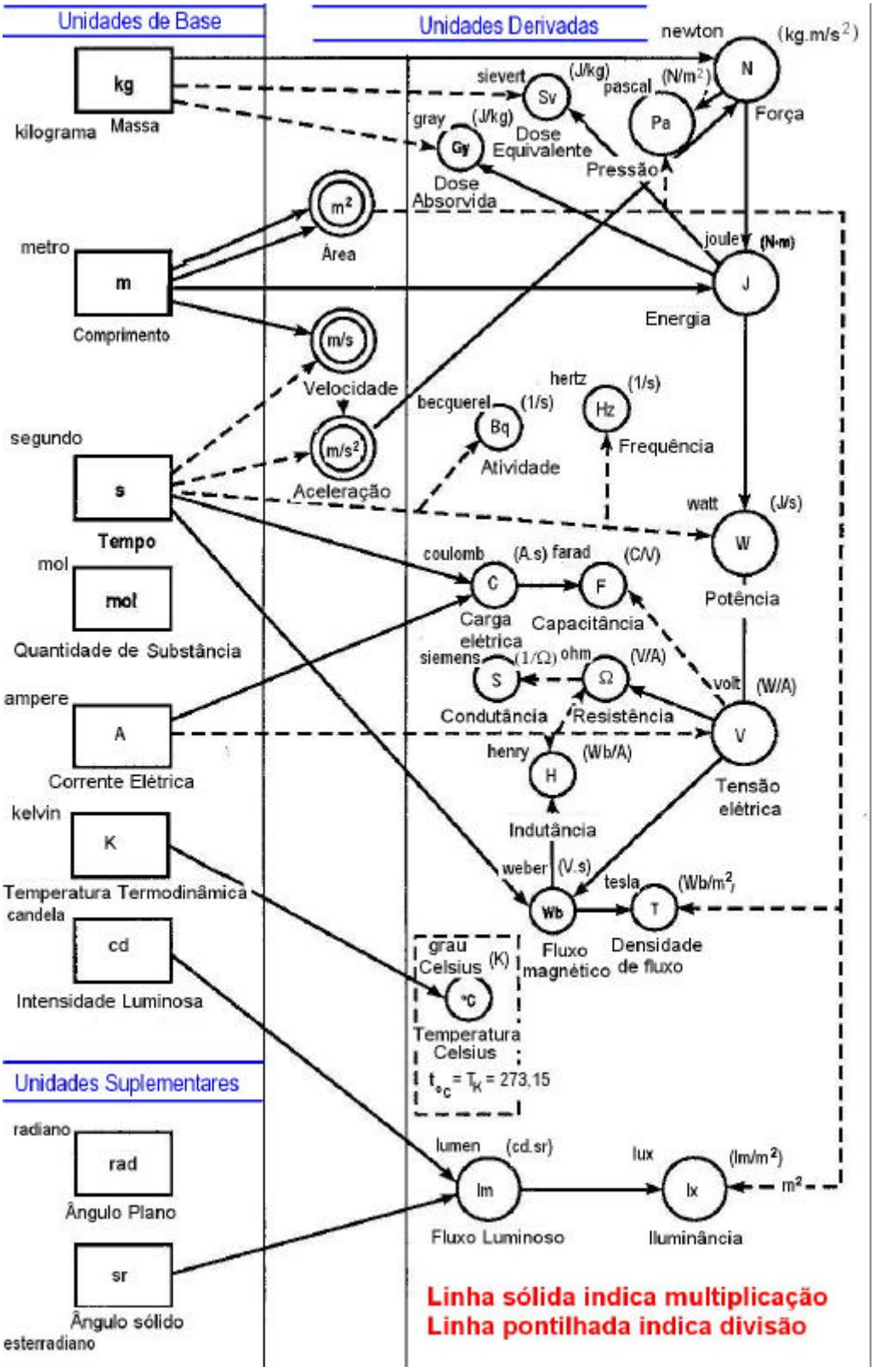


Fig. 4.1. Unidades de base e derivadas do SI

3. Estilo e Escrita do SI

3.1. Introdução

O SI é uma linguagem internacional da medição. O SI é uma versão moderna do sistema métrico estabelecido por acordo internacional. Ele fornece um sistema de referência lógica e interligado para todas as medições na ciência, indústria e comércio. Para ser usado sem ambigüidade por todos os envolvidos, ele deve ter regras simples e claras de escrita. Parece que o SI é exageradamente rigoroso e possui muitas regras relacionadas com a sintaxe e a escrita dos símbolos, quantidades e números. Esta impressão é falsa, após uma análise. Para realizar o potencial e benefícios do SI, é essencial evitar a falta de atenção na escrita e no uso dos símbolos recomendados.

Os principais pontos que devem ser lembrados são:

1. O SI usa somente um símbolo para qualquer unidade e somente uma unidade é tolerada para qualquer quantidade, usando-se poucos nomes.
2. O SI é um sistema universal e os símbolos são usados exatamente da mesma forma em todas as línguas, de modo análogo aos símbolos para os elementos e compostos químicos.
3. Para o sucesso do SI deve-se evitar a tentação de introduzir novas mudanças ou inventar símbolos. Os símbolos escolhidos foram aceitos internacionalmente, depois de muita discussão e pesquisa.

Serão apresentadas aqui as regras básicas para se escrever as unidades SI, definindo-se o tipo de letras, pontuação, separação silábica, agrupamento e seleção dos prefixos, uso de espaços, vírgulas, pontos ou hífen em símbolos compostos. Somente respeitando-se estes princípios se garante o sucesso do SI e se obtém um conjunto eficiente e simples de unidades.

No Brasil, estas recomendações estão contidas na **Resolução 12 (1988)** do Conselho Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial.

3.2. Maiúsculas ou Minúsculas

Nomes de Unidades

Os nomes das unidades SI, incluindo os prefixos, *devem ser em letras minúsculas* quando escritos por extenso, exceto quando no início da frase. Os nomes das unidades com nomes de gente devem ser tratados como nomes comuns e também escritos em letra minúscula. Quando o nome da unidade fizer parte de um título, escrever o nome das unidades SI do mesmo formato que o resto do título. Exemplos:

A corrente é de um ampère.

A freqüência é de 60 hertz.

A pressão é de 15,2 kilopascals.

Temperatura

No termo *grau Celsius*, *grau* é considerado o nome da unidade e *Celsius* é o modificador da unidade. O grau é sempre escrito em letra minúscula, mas Celsius em maiúscula. O nome de unidade de temperatura no SI é o *kelvin,* escrito em letra minúscula. Mas quando se refere à escala, escreve-se *escala Kelvin*. Antes de 1967, se falava *grau Kelvin*, hoje, o correto é *kelvin*. Exemplos:

A temperatura da sala é de 25 graus Celsius.

A temperatura do objeto é de 303 kelvin.

A escala Kelvin é defasada da Celsius de 273,15 graus

Símbolos

Símbolo é a forma curta dos nomes das unidades SI e dos prefixos. É incorreto chamá-lo de abreviação ou acróstico. O símbolo é invariável, não tendo plural, modificador, índice ou ponto.

Deve-se manter a diferença clara entre os símbolos das grandezas, das unidades e dos prefixos. Os símbolos das grandezas fundamentais são em letra maiúscula. Os símbolos das unidades e dos prefixos podem ser de letras maiúsculas e minúsculas. A importância do uso preciso de letras minúsculas e maiúsculas é mostrada nos seguintes exemplos:

G para giga; g para grama

K para kelvin, k para kilo

N para newton; n para nano

T para tera; t para tonelada e T para a grandeza tempo.

S para siemens, s para segundo

M para mega e M para a grandeza massa

P para peta e Pa para pascal e p para pico

L para a grandeza comprimento e L para a unidade litro.

m para mili e m para metro

H para henry e Hz para hertz

W para watt e Wb para weber

Os símbolos são preferidos quando as unidades são usadas com números, como nos

valores de medições. Não se deve misturar ou combinar partes escritas por extenso com partes expressas por símbolo.

Letra romana para símbolos

Quase todos os símbolos SI são escritos em letras romanas. As duas únicas exceções são as letras gregas μ (mi) para micro (10^{-6}) e Ω (ômega) para ohm, unidade de resistência.

Nomes dos símbolos em letra minúscula

Símbolos de unidades com nomes de pessoas tem a primeira letra maiúscula. Os outros símbolos são escritos com letras minúsculas, exceto o símbolo do *litro* que pode ser escrito também com letra maiúscula (L), para não ser confundido com o número 1. Exemplos:

A corrente é de 5 A.

O comprimento da corda é de 6,0 m.

O volume é de 2 L.

Símbolos com duas letras

Há símbolos com duas letras, onde somente a primeira letra deve ser escrita como maiúscula e a segunda deve ser minúscula. Exemplos:

Hz é símbolo de hertz, H é símbolo de henry.

Wb é símbolo de weber, W é símbolo de watt.

Pa é símbolo de pascal, P é prefixo peta (10^{15})

Uso do símbolo e do nome

Deve-se usar os símbolos somente quando escrevendo o valor da medição ou quando o nome da unidade é muito complexo. Nos outros casos, usar o nome da unidade. Não misturar símbolos e nomes de unidades por extenso.

Exemplo correto: O comprimento foi medido em metros; a medida foi de 6,1 m.

Exemplo incorreto: O comprimento foi medido em m; a medida foi de 6,1 metros.

Símbolos em títulos

Os símbolos de unidades não devem ser usados em letra maiúscula, como em título. Quando for necessário, deve-se usar o nome da unidade por extenso, em vez de seu símbolo.

Correto: ENCONTRADO PEIXE DE 200 KILOGRAMAS

Incorreto: ENCONTRADO PEIXE DE 200 KG

Símbolo e início de frase

Não se deve começar uma frase com um símbolo, pois é impossível conciliar a regra de se começar uma frase com maiúscula e de escrever o símbolo em minúscula.

Exemplo correto: Grama é a unidade comum de pequenas massas.

Exemplo incorreto: g é a unidade de pequenas massas.

Prefixos

Todos os nomes de prefixos de unidades SI são em letras minúsculas quando escritos por extenso em uma sentença. A primeira letra do prefixo é escrita em maiúscula apenas quando no início de uma frase ou parte de um título. No caso das unidades de massa, excepcionalmente o prefixo é aplicado à grama e não ao kilograma, que já possui o prefixo kilo. Assim, se tem miligrama (mg) e não microkilograma (μkg); a tonelada corresponde a megagrama (Mg) e não a kilokilograma (kkg).

Aplica-se somente um prefixo ao nome da unidade. O prefixo e a unidade são escritos juntos, sem espaço ou hífen entre eles.

Os prefixos são invariáveis.

Exemplo correto: O comprimento é de 110 km

Exemplos incorretos:

O comprimento da estrada é de 110km.

O comprimento da estrada é de 110 kms.

O comprimento da estrada é de 110-km.

O comprimento da estrada é de 110 k m.

O comprimento da estrada é de 110 Km.

3.3. Pontuação

Ponto

Não se usa o ponto depois do símbolo das unidades, exceto no fim da sentença. Pode-se usar um ponto ou hífen para indicar o produto de dois símbolos, porém, não se usa o ponto para indicar o produto de dois nomes.

Exemplos corretos (incorretos):

O cabo de 10 m tinha uma massa de 20 kg.

(O cabo de 10 m. tinha uma massa de 20 kg..)

A unidade de momentum é o newton metro

(A unidade de momentum é o newton. metro)

A unidade de momentum é o produto N.m

A unidade de momentum é o produto N-m

Marcador decimal

No Brasil, usa-se a vírgula como um marcador decimal e o ponto como separador de grupos de 3 algarismos, em condições onde não se quer deixar a possibilidade de preenchimento indevido. Quando o número é menor que um, escreve-se um zero antes da vírgula. Nos Estados Unidos, usa-se o ponto como marcador decimal e a virgula como separador de algarismos.

Exemplo (Brasil)

A expressão *meio metro* se escreve 0,5 m.

O valor do cheque é de R$2.345.367,00

Exemplo (Estados Unidos)

A expressão *meio metro* se escreve: 0.5 m.

O valor do cheque é de US$2,345,367.00

3.4. Plural

Nomes das unidades com plural

Quando escrito por extenso, o nome da unidade métrica admite plural, adicionando-se um *s*, for

1. palavra simples. Por exemplo: ampères, candelas, joules, kelvins, kilogramas, volts.
2. palavra composta em que o elemento complementar do nome não é ligado por hífen. Por exemplo: metros quadrados, metros cúbicos, unidades astronômicas, milhas marítimas.
3. termo composto por multiplicação, em que os componentes são independentes entre si. Por exemplo: ampères-horas, newtons-metros, watts-horas, pascals-segundos.

Valores entre +1 e -1 são sempre singulares. O nome de uma unidade só passa ao plural a partir de dois (inclusive).

A medição do valor zero fornece um ponto de descontinuidade no que as pessoas escrevem e dizem. Deve-se usar a forma singular da unidade para o valor zero. Por exemplo, 0 ^{o}C e 0 V são reconhecidamente singulares, porém, são lidos como plurais, ou seja, zero graus Celsius e zero volts. O correto é zero grau Celsius e zero volt.

Exemplos:

1 metro	23 metros
0,1 kilograma	1,5 kilograma
34 kilogramas	1 hertz
60 hertz	1,99 joule
8×10^{-4} metro	4,8 metros por segundo

Nomes das unidades sem plural

Certos nomes de unidades SI não possuem plural por terminarem com s, x ou z. Exemplos: lux, hertz e siemens.

Certas partes dos nomes de unidades compostas não se modificam no plural por:

1. corresponderem ao denominador de unidades obtidas por divisão. Por exemplo, kilômetros por hora, lumens por watt, watts por esterradiano.
2. serem elementos complementares de nomes de unidades e ligados a eles por hífen ou preposição. Por exemplo, anos-luz, elétron-volts, kilogramas-força.

Símbolos

Os símbolos das unidades SI não tem plural.

Exemplos:

2,6 m	1 m
0,8 m	-30 ^{o}C
0 ^{o}C	100 ^{o}C

3.5. Agrupamento dos Dígitos

Numerais

Todos os números são constituídos de dígitos individuais, entre 0 e 9. Os números são separados em grupos de três dígitos, em cada lado do marcador decimal (vírgula).

Não se deve usar vírgula ou ponto para separar os grupos de três dígitos.

Deve-se deixar um espaço entre os grupos em vez do ponto ou vírgula, para evitar a confusão com os diferentes países onde o ponto ou vírgula é usado como marcador decimal.

Não deixar espaço entre os dígitos e o marcador decimal. Um número deve ser tratado do mesmo modo em ambos os lados do marcador decimal.

Exemplos:

Correto	Incorreto
23 567	23.567
567 890 098	567.890.098
34,567 891	34,567.891
345 678,236 89	345.678,236.89
345 678,236 89	345 678,23 689

Números de quatro dígitos

Os números de quatro dígitos são considerados de modo especial e diferente dos outros. No texto, todos os números com quatro ou menos dígitos antes ou depois da vírgula podem ser escritos sem espaço.

Exemplos:

1239	1993
1,2349	2345,09
1234,5678	1 234,567 8

Tabelas

As tabelas devem ser preenchidas com números puros ou adimensionais. As suas respectivas unidades devem ser colocadas no cabeçalho das tabelas. Por exemplo, uma tabela típica de dados relacionados com algumas propriedades do vapor pode ser escrita como:

Tab.3. Variação da temperatura e volume específico com a pressão para a água pura

Pressão, P kPa	Temperatura, T K	Volume, V m^3/kg
50,0	354,35	3,240 1
60,0	358,95	2,731 7
70,0	362,96	2,364 7
80,0	366,51	2,086 9

Normalmente, em tabelas ou listagens, todos os números usam agrupamentos de três dígitos e espaços. Adotando este formato, se diminui a probabilidade de erros.

Assim, a primeira linha da tabela significa

pressão P = 50,0 kPa

temperatura T = 354,35 K

volume específico V = 3,240 1 m^3/kg

Gráficos

Os números colocados nos eixos do gráficos (abcissa e ordenada) são puros ou adimensionais. As unidades e símbolos das quantidades correspondentes são colocadas nos eixos, uma única vez.

Números especiais

Há certos números que possuem regras de agrupamento especificas. Números envolvendo números de peça, documento, telefone e dinheiro, que não devem ser alterados, devem ser escritos na forma original. Vírgulas, espaços, barras, parêntesis e outros símbolos aplicáveis podem ser usados para preencher os espaços e evitar fraudes.

Exemplos:

R$ 21.621,90	dinheiro (real)
16HHC-656/9978	número de peça
610.569.958-15	CPF
(071) 359-3195	telefone

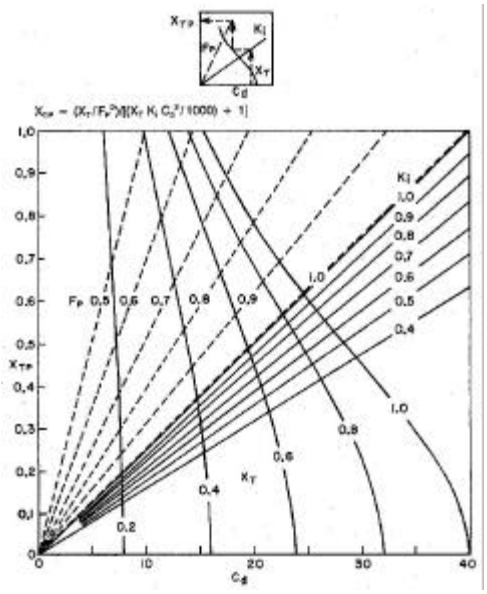


Fig. 4.2. Gráfico típico de Cd x X_{TP} de uma válvula

3.6. Espaçamentos

Múltiplos e submúltiplos

Não se usa espaço ou hífen entre o prefixo e o nome da unidade ou entre o prefixo e o símbolo da unidade. Por exemplo,

kiloampère, kA

milivolt, mV

megawatt, MW

Valor da medição da unidade

A medição é expressa por um valor numérico, uma unidade, sua incerteza e os limites de probabilidade. O valor é expresso por um número e a unidade pode ser escrita pelo nome ou pelo símbolo. Deve-se deixar um espaço entre o número e o símbolo ou nome da unidade. Os símbolos de grau, minuto e segundo são escritos sem espaço entre os números e os símbolos. Exemplos:

670 kHz	670 kilohertz
20 mm	10 N

36’ 36 ^{o}C

Modificador da unidade

Quando uma quantidade é usada como adjetivo, pode-se usar um hífen entre o valor numérico e o símbolo ou nome. Não se deve usar hífen com o símbolo de ângulo (^{o}) ou grau Celsius (^{o}C). Exemplos:

Pacote de 5-kg.

Filme de 35-mm.

Temperatura de 36 ^{o}C

Produtos, quocientes e por

Deve-se evitar confusão, principalmente em números e unidades compostos envolvendo produto (.) e divisão (/) e *por* . O bom senso e a clareza devem prevalecer no uso de hífens nos modificadores.

Símbolos algébricos

Deve-se deixar um espaço de cada lado dos sinais de multiplicação, divisão, soma e subtração e igualdade. Isto não se aplica aos símbolos compostos que usam os sinais travessão (/) e ponto (.).

Não se deve usar nomes de unidades por extenso em equações algébricas e aritméticas; usam-se os símbolos. Exemplos:

4 km + 2 km = 6 km

6N x 8 m = 48 N.m

26 N : 3 m^{2} = 8,67 Pa

100 W : (10 m x 2 K) = 5 W/(m.K)

10 kg/m^{3} x 0,7 m^{3} = 7 kg

15 kW.h

3.7. Índices

Símbolos

São usados índices numéricos (^{2} e ^{3}) para indicar quadrados e cúbicos. Não se deve usar abreviações como qu., cu, c. Quando se escrevem símbolos para unidades métricas com expoentes, como metro quadrado, centímetro cúbico, um por segundo, escrever o índice imediatamente após o símbolo.

Exemplos:

10 metros quadrados = 10 m^{2}

14 centímetros cúbicos = 14 cm^{3}

1 por segundo = s^{-1}

Nomes de unidades

Quando se escrevem unidades compostas, aparecem certos fatores com quadrado e cúbico. Quando aplicável, deve-se usar parêntesis ou símbolos exclusivos para evitar ambigüidade e confusão.

Por exemplo, para kilograma metro quadrado por segundo quadrado, o símbolo correto é kg.m^{2}/s^{2}. Seria incorreto interpretar como (kg.m)^{2}/s^{2} ou (kg.m^{2}/s)^{2}

3.8. Unidades Compostas

As unidades compostas são derivadas como quocientes ou produtos de outras unidades SI.

As regras a serem seguidas são as seguintes:

1. Não se deve misturar nomes extensos e símbolos de unidades. Não usar o travessão (/) como substituto de por, quando escrevendo os nomes por extenso. Por exemplo, o correto é kilômetro por hora ou km/h. Não usar kilômetro/hora ou km por hora.
2. Deve-se usar somente um *por* em qualquer combinação de nomes de unidades métricas. A palavra *por* denota a divisão matemática. Não se usa *por* para significar *por unidade* ou *por cada* (além do cacófato). Por exemplo, a medição de corrente de vazamento, dada em microampères por 1 kilovolt da voltagem entre fases, deveria ser escrita em microampères por cada kilovolt da voltagem entre fases. No SI, 1 mA/kV é igual a 1 nanosiemens (nS). Outro exemplo, usa-se metro por segundo quadrado e não metro por segundo por segundo.
3. os prefixos podem coexistir num símbolo composto por multiplicação ou divisão. Por exemplo, kN.cm, kΩ.mA, kV/mm, MΩ, kV/ms, mW/cm^{2}.
4. os símbolos de mesma unidade podem coexistir em um símbolo composto por divisão. Por exemplo, kWh/h, Ω.mm^{2}/m.
5. Não se misturam unidades SI e não-SI. Por exemplo, usar kg/m^{3} e não kg/ft^{3}.
6. Para eliminar o problema de qual unidade e múltiplo deve-se expressar uma quantidade de relação como percentagem, fração decimal ou relação de escala. Como exemplos, a inclinação de 10 m por 100 m pode ser expressa como 10%, 0.10 ou 1:10 e a tensão mecânica de 100 μm/m pode ser convertida para 0,01 %.
7. Deve-se usar somente símbolos aceitos das unidades SI. Por exemplo, o símbolo correto para kilômetro por hora é km/h. Não usar k.p.h., kph ou KPH.

8. Não se usa mais de uma barra (/) em qualquer combinação de símbolos, a não ser que haja parêntesis separando as barras. Como exemplos, escrever m/s^2 e não m/s/s; escrever W/(m.K) ou (W/m)/K e não (W/m/K.
9. Para a maioria dos nomes derivados como um produto, na escrita do nome por extenso, usa-se um espaço ou um hífen para indicar a relação, mas nunca se usa um ponto (.). Algumas unidades compostas podem ser escritas como uma única palavra, sem espaço ou hífen. Por exemplo, a unidade de momento pode ser escrita como newton metro ou newton-metro e nunca newton.metro. Também, é correto escrever watt hora, watt-hora ou watthora, mas é incorreto watt.hora.
10. Para símbolos derivados de produtos, usa-se um ponto (.) entre cada símbolo individual. Não usar o ponto (.) como símbolo de multiplicação em equações e cálculos. Exemplos:

    N.m (newton metro)

    Pa.s (pascal segundo)

    kW.h ou kWh (kilowatthora)

    Use 7,6 x 6,1 cosa e não 7,6.6,1.cosa
11. Deve-se ter cuidado para escrever unidades compostas envolvendo potências. Os modificadores quadrado e cúbico devem ser colocados após o nome da unidade a qual eles se aplicam. Para potências maiores que três, usar somente símbolos. Deve-se usar símbolos sempre que a expressão envolvida for complexa.

    Por exemplo, kg/m^2 , N/m^2
12. Para representações complicadas com símbolos, usar parêntesis para simplificar e esclarecer. Por exemplo, $m.kg/(s^3.A)$

3.9. Uso de Prefixo

1. Deve-se usar os prefixos com 10 elevado a potência múltipla de 3 (10^{-3}, 10^{-6}, 10^3, 10^6). Deve-se usar a notação científica para simplificar os casos de tabelas ou equações com valores numéricos com vários dígitos antes do marcador decimal e para eliminar a ambigüidade da quantidade de dígitos significativos. Por exemplo, usam-se:

    mm (milímetro) para desenhos.

    kPa (kilopascal) para pressão

    Mpa (megapascal) para tensão mecânica

    kg/m^3 (kilograma por metro cúbico) para densidade absoluta.
2. Quando conveniente escolhem-se prefixos resultando em valores numéricos entre 0,1 e 1000, porém, sem violar as recomendações anteriores.
3. Em cálculos técnicos deve-se tomar muito cuidado com os valores numéricos dos dados usados. Para evitar erros nos cálculos, os prefixos devem ser convertidos em potências de 10 (exceto o kilograma, que é uma unidade básica da massa). Exemplos:

    5 MJ = 5×10^6 J

    4 Mg = 4×10^3 kg

    3 Mm = 3×10^6 m
4. Devem ser evitados prefixos no denominador (exceto kg). Exemplos:

    Escrever kJ/s e não J/ms

    Escrever kJ/kg e não J/g

    Escrever MJ/kg e não kJ/g
5. Não se misturam de prefixos, a não ser que a diferença em tamanho seja extrema ou uma norma técnica o requeira. Exemplos:

    Correto: A ferramenta tem 44 mm de largura e 1500 mm de comprimento.

    Incorreto: A ferramenta tem 44 mm de largura e 1,5 m de comprimento.
6. Não se usam unidades múltiplas ou prefixos múltiplos. Por exemplo, Usa-se 15,26 m e não 15 m 260 mm; usa-se miligrama (mg) e não microkilograma (µkg)
7. Não usar um prefixo sem a unidade.

    Usar kilograma e não kilo

    Usar megohm e não megs

3.10. Ângulo e Temperatura

1. Os símbolos de grau (^{o}) e grau Celsius (^oC) devem ser usados quando se escreve uma medição. Quando se descreve a escala de medição e não uma medição, deve-se usar o nome por extenso.Exemplos:

    Os ângulos devem ser medidos em graus e não em radianos.

    O ângulo de inclinação é 27^o.
2. Não se deve deixar espaço entre ^{o} e C, devendo se escrever ^oC e não ^{o} C.
3. A maioria das temperaturas é dada na escala Celsius; a escala Kelvin é usada somente em aplicações científicas. Exemplo:

A temperatura normal do corpo humano é 36 ^{o}C.

4. Quando se tem uma série de valores de temperatura ou uma faixa de temperatura, usar o símbolo de medição somente após o último valor. Exemplos:

   A temperatura em Salvador varia de 18 a 39 ^{o}C.

   As leituras do termômetro são: 100, 150 e 200 ^{o}C.

5. É tecnicamente correto usar prefixos SI com os nomes e símbolos, como grau Celsius (^{o}C), kelvin (K) e grau angular (^{o}). Porém, é preferível evitar esta prática, pois os nomes resultantes são confusos e difíceis de serem reconhecidos. É preferível ajustar o coeficiente numérico para não usar o prefixo.
6. Um método simples para comparar altas temperaturas Celsius com temperaturas Farenheit é que o valor Celsius é aproximadamente a metade da temperatura Farenheit. O erro percentual nesta aproximação é relativamente pequeno para valores Farenheit acima de 250. Para valores menores, subtrair 30 antes de dividir por 2; isto fornece uma precisão razoável até valores Farenheit de -40.

3.11. Modificadores de Símbolos

As principais recomendações relacionadas com os modificadores de símbolos são:

1. Não se pode usar modificadores dos símbolos SI. Quando é necessário o uso de modificadores das unidades, ele deve ser separado do símbolo ou então escrito por extenso. Por exemplo, não se usam Acc ou Aca, para diferenciar a corrente contínua da alternada. O correto é escrever 10 A cc ou 10 A ca, com o modificador separado do símbolo. Como o modificador não é SI, pode ser escrito de modo arbitrário, como cc., c.c., dc ou corrente contínua.
2. Nas unidades inglesas, é comum usar sufixos ou modificadores nos símbolos e abreviações para dar uma informação adicional. Por exemplo, usam-se *psia* e *psig* para indicar respectivamente, pressão absoluta e manométrica. *Psia* significa pound square inch absolute e *psig* significa pound square inch gauge. No sistema SI, é incorreto colocar sufixos para identificar a medição. Exemplos:

   Usar pressão manométrica de 13 kPa ou 13 kPa (manométrica) e não 13 kPaG ou 13 kPag.

   Usar pressão absoluta de 13 kPa ou 13 kPa (absoluta) e não 13 kPaA ou 13 kPaa.

3. Sempre deixar espaço após o símbolo da unidade SI e qualquer informação adicional. Exemplo:

   Usar 110 V c.a. ou 110 V (ca) e não 110 V CA ou 110 V ca, para voltagem de corrente alternada.

4. A potência e a energia são medidas em uma unidade SI determinada e não há necessidade de identificar a fonte da quantidade, desde que 100 watts é igual a 100 watts, independente da potência ser elétrica, mecânica ou térmica. Exemplos:

   Usar MW e não MWe (potência elétrica ou megawatt elétrico).

   Usar kJ e não kJt (kilojoule termal).

5. Algarismos Significativos

1. Introdução

O mundo da Metrologia é quantitativo e depende de números, dados e cálculos. Atualmente, os cálculos são feitos com calculadoras eletrônicas e computadores, que executam desde operações simples de aritmética até operações que um engenheiro nunca seria capaz de fazer manualmente. Os microcomputadores se tornam uma parte dominante da tecnologia, não apenas para os engenheiros mas para toda sociedade. As calculadoras e computadores podem apresentar os resultados com muitos algarismos, porém o resultado final deve ter o número de algarismos significativos de acordo com os dados envolvidos.

Quando se executam cálculos de engenharia e apresentam-se os dados, deve-se ter em mente que os números sendo usados tem somente um valor limitado de precisão e exatidão. Quando se apresenta o resultado de um cálculo de engenharia, geralmente se copiam 8 ou mais dígitos do *display* de uma calculadora. Fazendo isso, deduz-se que o resultado é exato até 8 dígitos, um tipo de exatidão que é raramente possível na prática da engenharia. O número de dígitos que podem ser apresentados é usualmente muito menos que 8, por que ele depende de problemas particulares e envolve outros conceitos de algarismos significativos, precisão, tolerância, resolução e conversão.

2. Conceito

Dígito é qualquer um dos numerais arábicos 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 9. Algarismo ou dígito significativo em um número é o dígito que pode ser considerado confiável como um resultado de medições ou cálculos. O algarismo significativo correto expressa o resultado de uma medição de forma consistente com a precisão medida. O número de algarismos significativos em um resultado indica o número de dígitos que pode ser usado com confiança. Os algarismos significativos são todos aqueles necessários na notação científica.

Qualquer dígito, entre 1 e 9 e todo zero que não anteceda o primeiro dígito não zero e alguns que não sucedam o último dígito não zero é um algarismo significativo. O status do zero é ambíguo, por que o zero também é usado para indicar a magnitude do número.

Por exemplo, não há dificuldade em determinar a quantidade de algarismos significativos dos seguintes números:

708	3 algarismos significativos
54,9	3 algarismos significativos
3,6	2 algarismos significativos
8,04	3 algarismos significativos
980,9	4 algarismos significativos
0,830 06	5 algarismos significativos

Em um número, o dígito menos significativo é o mais à direita, dígito mais significativo é o mais à esquerda. Por exemplo, no número 2345, 2 é o dígito mais significativo e 5 é o menos significativo.

Para qualquer número associado à medição de uma grandeza, os algarismos significativos devem indicar a qualidade da medição ou computação sendo apresentada.

Os dados de engenharia e os resultados de sua computação devem ser apresentados com um número correto de algarismos significativos, para evitar de dar uma impressão errada de sua exatidão. A quantidade de algarismos significativos está associado à precisão, exatidão e ao método de obtenção destes dados e resultados.

3. Algarismo Significativo e o Zero

O zero nem sempre é algarismo significativo, quando incluído em um número, pois ele pode ser usado como parte significativa da medição ou pode ser usado somente para posicionar o ponto decimal.

Por exemplo, no número 804,301 os dois zeros são significativos pois estão intercalados entre outros dígitos.

Porém, no número 0,0007, os zeros são necessários para posicionar a vírgula e dar a ordem de grandeza do número e por isso pode ser ou não significativo. Porém, se o número 0,0007 for a indicação de um instrumento digital, ele possui quatro algarismos significativos.

Também no número 20 000 os zeros são necessários para dar a ordem de grandeza do número e por isso nada se pode dizer acerca de ser ou não ser significativo. Assim o status do zero nos números 20 000 e 0,007 é ambíguo e mais informação é necessária para dizer se o zero é significativo ou não. Quando não há informação adicional, se diz que 0,0007 e 20 000 possuem apenas 1 algarismo significativo.

No número 2,700, os zeros não são necessários para definir a magnitude deste número mas são usados propositadamente para indicar que são significativos e por isso 2,700 possui quatro dígitos significativos..

4. Notação científica

Para eliminar ou diminuir as ambigüidades associadas à posição do zero, o número deve ser escrito na notação científica, com um número entre 1 e 10 seguido pela potência de 10 conveniente. Usar a quantidade de algarismos significativos válidos no número entre 1 e 10, cortando os zeros no fim dos inteiros quando não forem significativos ou mantendo os zeros no fim dos inteiros, quando forem significativos. Deste modo, se o número 20 000 for escrito na notação científica como $2{,}000\ 0 \times 10^3$, ele terá 5 dígitos significativos. De modo análogo,

$20\,000 = 2 \times 10^3$	1 dígito significativo
$20\,000 = 2{,}0 \times 10^3$	2 dígitos significativos
$20\,000 = 2{,}00 \times 10^3$	3 dígitos significativos
$20\,000 = 2{,}000 \times 10^3$	4 dígitos significativos

A ambigüidade do zero em números decimais também desaparece, quando se escreve os números na notação científica. Os zeros à direita, em números decimais só devem ser escritos quando forem garantidamente significativos. Por exemplo, 0,567 000 possui 6 algarismos significativos, pois se os três zeros foram escritos é porque eles são significativos.

Assim, o número decimal 0,007 pode ser escrito de diferentes modos, para expressar diferentes dígitos significativos:

7×10^{-3}	1 dígito significativo
$7{,}0 \times 10^{-3}$	2 dígitos significativos
$7{,}000 \times 10^{-3}$	4 dígitos significativos
$7{,}000\ 00 \times 10^{-3}$	6 dígitos significativos

A notação científica serve também para se escrever os números extremos (muito grandes ou muito pequenos) de uma forma mais conveniente Por exemplo, seja a multiplicação dos números:

$$1\,230\,000\,000 \times 0{,}000\,000\,000\,051 = 0{,}063$$

É mais conveniente usar a notação científica:

$$(1{,}23 \times 10^9) \times (5{,}1 \times 10^{-11}) = 6{,}3 \times 10^{-2}$$

Na multiplicação acima, o resultado final é arredondado para dois algarismos significativos, que é o menor número de algarismos das parcelas usadas no cálculo.

A multiplicação dos números com potência de 10 é feita somando-se algebricamente os expoentes.

Na notação científica, os números são escritos em uma forma padrão, como o produto de um número entre 1 e 10 e uma potência conveniente de 10.

Por exemplo, os números acima podem ser escritos como:

10 000 000 = 1,00 x 10^{7} (3 dígitos significativos)

0,000 000 12 = 1,2 x 10^{-7}(2 dígitos significativos).

Pode-se visualizar o expoente de 10 da notação científica como um deslocador do ponto decimal. Por exemplo, o expoente +7 significa mover o ponto decimal sete casas para a direita; o expoente -7 significa mover o ponto decimal sete casas para a esquerda.

Para fazer manualmente os cálculos de números escritos na notação científica, as vezes, é conveniente colocá-los em forma não convencional com o objetivo de fazer contas de somar ou subtrair. Estas formas são obtidas simplesmente ajustando simultaneamente a posição do ponto decimal e os expoentes, a fim de se obter os mesmos expoentes de 10. Nesta operação, perde-se o conceito de algarismos significativos.

Por exemplo:

$1,2 \times 10^{-4} + 4,1 \times 10^{-5} + 0,3 \times 10^{-3} =$

$1,2 \times 10^{-4} + 0,41 \times 10^{-4} + 3,0 \times 10^{-4} =$

$(1,2 + 0,41 + 3,0) \times 10^{-4} = 4,6 \times 10^{-4}$

Deve-se evitar escrever expressões como M = 1800 g, a não ser que se tenha o erro absoluto máximo de 1 g. Rigorosamente, 1800 g significa (1800 ±1) g.

Quando não se tem esta precisão e quando há suspeita do segundo dígito decimal ser incorreto, deve-se escrever

$M = (1,8 \pm 0,1) \times 10^{3}$ g

Se o quarto dígito decimal é o duvidoso, então, o correto é escrever

$M = (1,800 \pm 0,001) \times 10^{3}$ g

5. Algarismo Significativo e a Medição

Todos os números associados à medição de uma grandeza física devem ter os algarismos significativos correspondentes à precisão do instrumento de medição. Observar as três indicações analógicas apresentadas na Fig.2.

O voltímetro analógico (a) indica uma voltagem de 1,45 V. O último algarismo, 5, é duvidoso e foi arbitrariamente escolhido. Alguém poderia ler 1,49 e a leitura estaria igualmente correta. Os algarismos confiáveis são apenas o 1 e o 4; o último é estimado e duvidoso. O voltímetro com uma escala com esta graduação pode dar, no máximo, três algarismos significativos. É errado dizer que a indicação é de 1,450 ou 1,4500, pois está se superestimando a precisão do instrumento. Do mesmo modo, é impreciso dizer que a indicação é de 1,4 pois é agora está se subestimando a precisão do indicador e não usando toda sua capacidade. Na medição 1,45, o dígito 4 é garantido e no número 1,4 o dígito 4 é duvidoso. Para que o dígito 4 seja garantido é necessário que haja qualquer outro algarismo duvidoso depois dele.

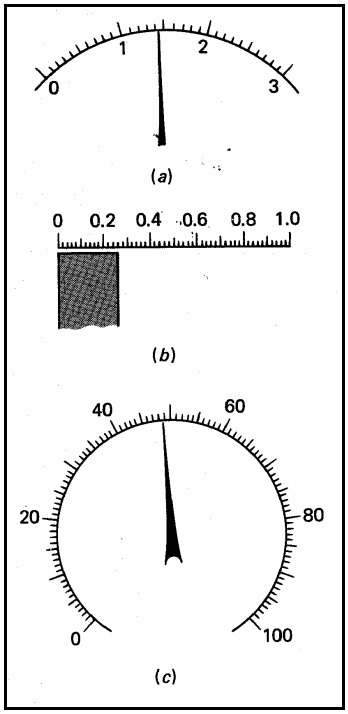


Fig. 5.1 - Várias escalas de indicação

Na Fig. 2 (b) tem-se a medição de uma espessura por uma escala graduada. É possível se ler 0,26, pois a espessura cai exatamente no terceiro traço depois de 0,2 e a medição possui apenas dois algarismos significativos. Se pudesse perceber o ponteiro entre o terceiro e o quarto traço, a medição poderia ser 0,265 e a medição teria três algarismos significativos.

Na Fig. 2(c), a indicação é 48,6 ou 48,5 ou qualquer outro dígito extrapolado entre 0 e 9.

As medições da Fig. 2(a) e 1(c) possuem três algarismos significativos e o terceiro dígito de cada medição é duvidoso. A medição da Fig. 2(b) possui apenas dois algarismos significativos. Para se ter medições mais precisas, com um maior número de algarismos significativos, deve-se ter novo medidor com uma escala maior e com maior número de divisões.

Na Fig. 3, tem-se duas escalas de mesmo comprimento, porém, a segunda escala possui maior número de divisões. Para medir o mesmo comprimento, a primeira escala indicará 6,2 onde o dígito 2 é o duvidoso, pois é escolhido arbitrariamente, pois está entre 6 e 7, muito próximo de 6. A leitura de 6,3 estaria igualmente correta. A leitura da segunda escala será 6,20 pois a leitura cai entre as divisões 2 e 3, também muito próximo de 2. Também poderia ser lido 6,21 ou 6,22, que seria igualmente aceitável.

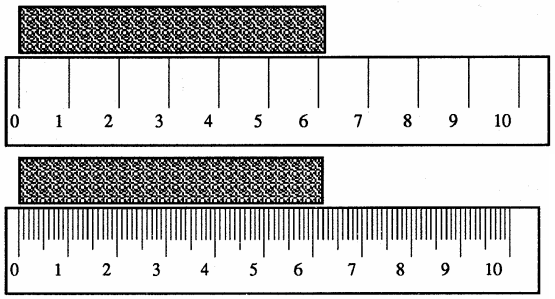


Fig.5.2. Escalas de mesmo tamanho mas com diferentes divisões entre os dígitos.

Em paquímetros e micrômetros, medidores de pequenas dimensões, é clássico se usar a *escala vernier*, para melhorar a precisão da medida. A escala vernier é uma segunda escala que se move em relação à principal. A segunda escala é dividida em unidades um pouco menores que as unidades da principal. Por exemplo, observar a escala da Fig. 3, que possui duas partes: a unidade principal e a unidade decimal são lidas na escala superior e a unidade centesimal é lida na escala inferior. Para fazer a medição da distância X, primeiro se lê as unidades à esquerda da linha de indicação da régua, que são 4,4. Depois a leitura continua no centésimo, que é a linha da escala inferior que se alinha perfeitamente com a linha da escala principal. Neste exemplo, elas se alinham na 6a linha, de modo que elas indicam 0,06 e a medição final de X é 4,46.

Na expressão da medição, o valor é sempre aproximado e deve ser escrito de modo que todos os dígitos decimais, exceto o último, sejam exatos. O erro admissível para o último dígito decimal não deve exceder a 1.

Por exemplo, uma resistência elétrica de 1,35 Ω é diferente de uma resistência de 1,3500 Ω. Com a resistência elétrica de R = 1,35 Ω, tem-se erro de ±0,01 Ω, ou seja, 1,34 Ω < R < 1,36 Ω.

Para a outra resistência de R = 1,3500 Ω a precisão é de 0,0001 Ω, ou seja, 1,3499 Ω < R < 1,3501 Ω

Se o resultado de um cálculo é R = 1,358 Ω e o terceiro dígito depois da vírgula decimal é incorreto, deve-se escrever R = 1,36 Ω.

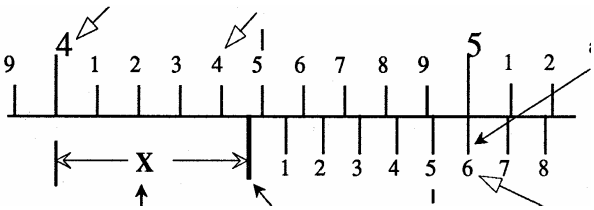


Fig. 5.3. Escala principal e escala vernier

Na Fig. 4., a distância X é determinada onde o comprimento toca a escala superior (4,4) mais o número da unidade na escala inferior que se alinha com a linha da escala principal (a 6a linha) que fornece a medição do centésimo (0,06). Assim, a distância X é 4,46 unidades.

Devem ser seguidas regras para apresentar e aplicar os dados de engenharia na medição e nos cálculos correspondentes. As vezes, os engenheiros e técnicos não estão preocupados com os algarismos significativos. Outras vezes, as regras não se aplicam. Por exemplo, quando se diz que 1 pé = 0,3048 metro ou 1 libra = 0,454 kilograma, o dígito 1 é usado sozinho. O mesmo se aplica quando se usam números inteiros em equações

algébricas. Por exemplo, o raio de um circuito é a metade do diâmetro e se escreve: r = d/2. Na equação, não é necessário escrever que r = d/2,0000, pois se entende que o 2 é um número inteiro exato.

Outra confusão que se faz na equivalência se refere ao número de algarismos significativos. Obviamente, 1 km equivale a 1.000 metros porém há diferenças práticas. Por exemplo, o odômetro do carro, com 5 dígitos pode indicar 89.423 km rodados, porém isso não significa 89.423 000 metros, pois ele deveria ter 8 dígitos. Se o odômetro tivesse 6 dígitos, com medição de 100 metros, ele indicaria 89 423,6 km.

Por exemplo, as corridas de atletismo de rua tem distâncias de 10 km, 15 km e 21 km. As corridas de pista são de 100 m, 800 m, 5000 m e 10 000 m. Quem corre 10 km numa corrida de rua correu aproximadamente 10 000 metros. A distância foi medida por carro, por bicicleta com hodômetro calibrado ou por outros meios, porém, não é possível dizer que a distância é exatamente de 10.000 m. Porém, quem corre 10 000 metros em uma pista olímpica de 400 metros, deve ter corrido exatamente 10 000 metros. A distância desta pista foi medida com uma fita métrica, graduada em centímetros. Poucas maratonas no mundo são reconhecidas e certificadas como de 42 195 km, pois a medição desta distância é complicada e cara.

6. Algarismo Significativo e o Display

Independente da tecnologia ou da função, um instrumento pode ter display analógico ou digital.

O indicador analógico mede uma variável que varia continuamente e apresenta o valor medido através da posição do ponteiro em uma escala. Quanto maior a escala e maior o número de divisões da escala, melhor a precisão do instrumento e maior quantidade de algarismos significativos do resultado da medição.

O indicador digital apresenta o valor medido através de números ou dígitos. Quanto maior a quantidade de dígitos, melhor a precisão do instrumento. O indicador digital conta dígitos ou pulsos. Quando o indicador digital apresenta o valor de uma grandeza analógica, internamente há uma conversão analógico-digital e finalmente, uma contagem dos pulsos correspondentes.

Atualmente, a eletrônica pode contar pulsos sem erros. Porém, não se pode dizer que o indicador digital não apresenta erros, pois é possível haver erros na geração dos pulsos. Ou seja, a precisão do instrumento eletrônico digital está relacionada com a qualidade dos circuitos que convertem os sinais analógicos em pulsos ou na geração dos pulsos.

Também os indicadores digitais possuem uma precisão limitada. Neste caso, é direto o entendimento da quantidade de algarismos significativos. Nos *displays* digitais, o último dígito é o também duvidoso. Na prática, é o dígito que está continuamente variando.

Um indicador digital com quatro dígitos pode indicar de 0,001 até 9999. Neste caso, os zeros são significativos e servem para mostrar que é possível se medir com até quatro algarismos significativos. O indicador com 4 dígitos possui 4 dígitos significativos.

Fig. 5.4. Instrumento digital com $6^{1/2}$ dígitos (Yokogawa)

Em eletrônica digital, é possível se ter indicadores com 4 ½ dígitos. O meio dígito está associado com a percentagem de sobrefaixa de indicação e somente assume os valores 0 ou 1. O indicador com 4 ½ dígitos pode indicar, no máximo, 19 999, que é aproximadamente 100% de 9999 (20 000/10 000). Os quatro dígitos variam de 0 a 9; o meio dígito só pode assumir os valores 0 ou 1.

Embora exista uma correlação entre o número de dígitos e a precisão da medição, também deve existir uma consistência entre a precisão da malha e o indicador digital do display. Por exemplo, na medição de temperatura com termopar, onde a precisão da medição inclui a precisão do sensor, dos fios de extensão, da junta de compensação e do *display*. Como as incertezas combinadas do sensor, dos fios e da junta de compensação são da ordem de unidades de grau Celsius, não faz nenhum sentido ter um *display* que indique, por exemplo, décimo ou centésimo de

grau Celsius. Por exemplo, na medição de temperatura com termopar tipo J, onde a precisão resultante do sensor, fios e junta de compensação é da ordem de ±5 °C, na faixa de 0 a 100 °C, o *display* digital basta ter 2 ½, para indicar, por exemplo, 101 oC. Não faz sentido ter um *display* indicando 98,2 ou 100,4 °C pois a incerteza total da malha é da ordem de ±5 °C. O mesmo raciocínio vale para um *display* analógico, com escala e ponteiro.

7. Algarismo Significativo e Calibração

Todos os instrumentos devem ser calibrados ou rastreados contra um padrão. Mesmo os instrumentos de medição, mesmo os instrumentos padrão de referência devem ser periodicamente aferidos e calibrados. Por exemplo, na instrumentação, tem-se os instrumentos de medição e controle, que são montados permanentemente no processo. Antes da instalação, eles foram calibrados. Quando previsto pelo plano de manutenção preventiva ou quando solicitado pela operação, estes instrumentos são aferidos e recalibrados. Para se fazer esta calibração, devem ser usados também instrumentos de medição, como voltímetros, amperímetros, manômetros, termômetros, décadas de resistência, fontes de alimentação. Estes instrumentos, geralmente portáteis, também devem ser calibrados por outros da oficina. Os instrumentos da oficina devem ser calibrados por outros de laboratórios do fabricante ou laboratórios nacionais. E assim, sobe-se na escada de calibração.

É fundamental entender que a precisão do padrão de referência deve ser melhor que a do instrumento sob calibração. Quanto melhor? A resposta é um compromisso entre custo e precisão. Como recomendação, a precisão do padrão deve ser entre quatro a dez (NIST) ou três a dez (INMETRO) vezes melhor que a precisão do instrumento sob calibração. Abaixo de três ou quatro, a incerteza do padrão é da ordem do instrumento sob calibração e deve ser somada à incerteza dele. Acima de dez, os instrumentos começam a ficar caro demais e não se justifica tal rigor.

Assim, para calibrar um instrumento com precisão de 1%, deve-se usar um padrão com precisão entre 0,3% a 0,1%.

Quando se usa um padrão de 1% para calibrar um instrumento de medição com precisão de 1%, o erro do instrumento de medição passa para 2%, por que

1% + 1% = 2% ou (0,01 + 0,01 = 0,02)

Quando se usa um padrão de 0,1% para calibrar um instrumento de medição com precisão de 1%, o erro do instrumento de medição permanece em 1%, porque 1% + 0,1% = 1% (1+ 0,1 = 1).

Além da precisão do padrão de referência, é também importante definir a incerteza do procedimento de calibração, para que ele seja confiável.

8. Algarismo Significativo e a Tolerância

O número de dígitos decimais colocados à direita da vírgula decimal indica o máximo erro absoluto. O número total de dígitos decimais corretos, que não incluem os zeros à esquerda do primeiro dígito significativo, indica o máximo erro relativo. Quanto maior o número de algarismos significativos, menor é o erro relativo.

A precisão pretendida de um valor deve se relacionar com o número de algarismos significativos mostrados. A precisão é mais ou menos a metade do último dígito significativo retido. Por exemplo, o número 2,14 pode ter sido arredondado de qualquer número entre 2,135 e 2,145. Se arredondado ou não, uma quantidade deve sempre ser expressa com a notação da precisão em mente. Por exemplo, 2,14 polegadas implica uma precisão de ±0,005 polegada, desde que o último algarismo significativo é 0,01.

Pode haver dois problemas:

1. Quantidades podem ser expressas em dígitos que não pretendem ser significativos. A dimensão 1,1875" pode realmente ser muito precisa, no caso do quarto dígito depois da vírgula ser significativo ou ela pode ser uma conversão decimal de uma dimensão como 1 3/16, no caso em que a dimensão é dada com excesso de algarismos significativos.
2. Quantidades podem ser expressas omitindo-se os zeros significativos. A dimensão de 2" pode significar *cerca de 2"* ou pode significar uma expressão muito precisa, que deveria ser escrita como 2,000". No último caso, enquanto os zeros acrescentados não são significativos no estabelecimento do valor, elas são muito significativos em expressar a precisão adequada conferida.

Portanto, é necessário determinar uma precisão implicada aproximada antes do arredondamento. Isto pode ser feito pelo

conhecimento das circunstâncias ou pela informação da precisão do equipamento de medição.

Se a precisão da medição é conhecida, isto fornecerá um menor limite de precisão da dimensão e alguns casos, pode ser a única base para estabelecer a precisão. A precisão final nunca pode ser melhor que a precisão da medição.

A tolerância em uma dimensão dá uma boa indicação da precisão indicada, embora a precisão, deva ser sempre menor que a tolerância. Uma dimensão de 1,635 ±0,003" possui precisão de ±0,0005", total 0,001" . Uma dimensão 4,625 ±0,125" está escrita incorretamente, provavelmente por causa da decimalização das frações. O correto seria 4,62 ±0,12, com uma precisão indicada de ± 0,005 (precisão total de 0,01)

Uma regra útil para determinar a precisão indicada a partir do valor da tolerância é assumir a precisão igual a um décimo da tolerância. Como a precisão indicada do valor convertido não deve ser melhor do que a do original, a tolerância total deve ser dividida por 10 e convertida e o número de algarismos significativos retido.

9. Algarismo Significativo e Conversão

Uma medição de variável consiste de um valor numérico e de uma unidade. A unidade da medição pode ser uma de vários sistemas. Na conversão de um sistema para outro, o estabelecimento do número correto de algarismos significativos nem sempre é entendido ou feito adequadamente. A retenção de um número excessivo de algarismos significativos resulta em valores artificiais indicando uma precisão inexistente e exagerada. O corte de muitos algarismos significativos resulta na perda da precisão necessária. Todas as conversões devem ser manipuladas logicamente, considerando-se cuidadosamente a precisão pretendida da quantidade original. A precisão indicada é usualmente determinada pela tolerância especifica ou por algum conhecimento da quantidade original. O passo inicial na conversão é determinar a precisão necessária, garantindo que não é nem exagerada e nem sacrificada. A determinação do número de algarismos significativos a ser retido é difícil, a não ser que sejam observados alguns procedimentos corretos.

A literatura técnica apresenta tabelas contendo fatores de conversão com até 7 dígitos.

A conversão de quantidades de unidades entre sistemas de medição envolve a determinação cuidadosa do número de dígitos a serem retidos depois da conversão feita. Converter *1 quarto de óleo* para *0,046 352 9 litros de óleo* é ridículo, por que a precisão pretendida do valor não garante a retenção de tantos dígitos. Todas as conversões para serem feitas logicamente, devem depender da precisão estabelecida da quantidade original insinuada pela tolerância especifica ou pela natureza da quantidade sendo medida. O primeiro passo após o cálculo da conversão é estabelecer o grau da precisão.

O procedimento correto da conversão é multiplicar a quantidade especificada pelo fator de conversão exatamente como dado e depois arredondar o resultado para o número apropriado de algarismos significativos à direita da vírgula decimal ou para o número inteiro realístico de acordo com o grau de precisão implicado no quantidade original.

Por exemplo, seja um comprimento de 75 ft, onde a conversão métrica é 22,86 m. Se o comprimento em pés é arredondado para o valor mais próximo dentro de 5 ft, então é razoável aproximar o valor métrico próximo de 0,1 m, obtendo-se 22,9 m. Se o arredondamento dos 75 ft foi feito para o valor inteiro mais próximo, então o valor métrico correto seria de 23 m. Enfim, a conversão de 75 ft para 22,86 m é exagerada e incorreta; o recomendável é dizer que 75 ft eqüivalem a 23 m.

Outro exemplo envolve a conversão da pressão atmosférica padrão, do valor nominal de 14,7 psi para 101,325 kPa. Como o valor envolvido da pressão é o nominal, ele poderia ser expresso com mais algarismos significativos, como 14,693 psi, onde o valor métrico correspondente seria 101,325, com três dígitos depois da vírgula decimal. Porém, quando se estabelece o valor nominal de 14,7 o valor correspondente métrico coerente é de 101,3, com apenas um dígito depois da vírgula.

10. Computação matemática

Na realização das operações aritméticas, cada número no cálculo é fornecido com um determinado número de algarismos significativos e o resultado final deve ser expresso com um número correto de algarismos significativos. Quando se fazem as operações aritméticas, deve-se seguir as seguintes recomendações.

1. Fazer a computação de modo que haja um número excessivo de dígitos.
2. Arredonde o número correto de algarismos significativos. Para arredondar, aumente o último número retido de 1, se o primeiro número descartado for maior que 5. Se o dígito descartado for igual a 5, o último dígito retido deve ser aumentado de 1 somente se for ímpar. Se o dígito descartado for menor que 5, o último dígito retido permanece inalterado.
3. Para multiplicação e divisão, arredonde de modo que o número de algarismos significativos no resultado seja igual ao menor número de algarismos significativos contidos nas parcelas da operação.
4. Para adição e subtração, arredonde de modo que o dígito menos significativo (da direita) do resultado corresponda ao algarismo mais significativo duvidoso contido na adição ou na subtração.
5. Para combinações de operações aritméticas, fazer primeiro as multiplicações e divisões, arredondar quando necessário e depois fazer a somas e subtrações. Se as somas e subtrações estão envolvidas para posterior multiplicação e divisão, faze-las, arredondar e depois multiplicar e dividir.
6. Em cálculos mais complexos, como solução de equações algébricas simultâneas, quando for necessário obter resultados intermediários com algarismos significativos extras, garantir que os resultados finais sejam razoavelmente exatos, usando o bom senso e deixando de lado as regras acima.
7. Quando executar os cálculos com calculadora eletrônica ou microcomputador, também ter bom senso e não seguir as regras rigorosamente. Não é necessário interromper a computação em cada estágio para estabelecer o número de algarismos significativos. Porém, depois de completar a computação, considerar a precisão global e arredondar os resultados corretamente.
8. Em qualquer operação, o resultado final deve ter uma quantidade de algarismos significativos igual à quantidade da parcela envolvida com menor número de significativos.

Exemplos de arredondamento para três algarismos significativos:

1,8765	1,88
8,455	8,46
6,965	6,96
10,580	10,6

10.1. Soma e Subtração

Quando se expressam as quantidades de massa como M = 323,1 g e m = 5,722 g significa que as balanças onde foram pesadas as massas tem classes de precisão muito diferentes. A balança que pesou a massa m é cem vezes mais precisa que a balança de M. A precisão da balança de M é 0,1 g; a precisão da balança de m é de 0,001 g.

Somando-se os valores de (m + M) obtém-se o valor correto de 328,8 g. O valor 328,822 g é incorreto pois a precisão do resultado não pode ser melhor que a precisão da pior balança. Para se obter este resultado, considerou-se a massa M = 323,100, inventando-se por conta própria dois zeros. Em vez de se inventar zeros arbitrários, desprezam-se os dígitos conhecidos da medição de m; arredondando 5,722 para 5,7.

O valor correto de 328,8 pode ser obtido através de dois caminhos diferentes:

1. arredondando-se os dados

M = 323,1 g
m = 5,7 g

M + m = 328,8 g

2. arredondando-se o resultado final

M = 323,1 g
m = 5,722 g

M + m = 328,822 g = 328,8 g

Deste modo, o número de algarismos significativos da soma é igual ao número da parcela com o menor número de algarismos significativos.

Quando há várias parcelas sendo somadas, o erro pode ser maior se as parcelas forem arredondadas antes da soma. Recomenda-se usar a regra do dígito decimal de reserva, quando os cálculos são feitos com um dígito extra e o arredondamento é feito somente no final da soma.

Exemplo 1

Seja a soma:

132,7 + 1,274 + 0,063321 + 20,96 + 46,1521

Com qualquer método, o resultado final deve ter apenas um algarismo depois da vírgula, pois a parcela 132,7 tem apenas um algarismo depois da vírgula.

Se todas as parcelas forem arredondadas antes da soma, se obtém

132,7 + 1,3 + 0,1 + 21,0 + 46,2 = 201,3

Usando-se a regra do dígito reserva, tem-se

132,7 + 1,27 + 0,06 + 20,96 + 46,15 = 201,14

Fazendo-se o arredondamento no final, tem-se 201,14 = 201,1.

Exemplo 2

Achar a soma das raízes quadradas dos seguintes números, com precisão de 0,01

$$N = \sqrt{5} + \sqrt{6} + \sqrt{7} + \sqrt{8}$$

Usando-se a regra do dígito decimal reserva, tomam-se os dados com precisão de 0,001.

2,236 + 2,449 + 2,646 + 2,828 = 10,159

Arredondando-se no final, tem-se 10,16.

Sem a regra do dígito decimal reserva seria 10,17 (verificar).

Quando o número de parcelas é muito grande (centenas ou milhares), recomenda-se usar dois dígitos decimais reservas. Quando se somam várias parcelas com o mesmo número de algarismos depois da vírgula decimal, deve-se considerar que o máximo erro absoluto da soma é maior do que das parcelas. Por isso, é prudente arredondar para um dígito a menos.

Exemplo 3

Determinar a soma

1,38 +8,71 + 4,48 + 11,96 + 7,33 = 33,86

Porém, o resultado mais conveniente é 33,9, com três algarismos significativos, que é o menor número de significativos das parcelas.

O máximo erro absoluto de uma soma ou diferença é igual à soma dos erros máximos absolutos das parcelas. Por exemplo, tendo-se duas quantidades com precisões de 0,1 é lógico entender que a soma ou diferença destas quantidades são determinadas com precisão de 0,2, por que, na pior situação, os erros se somam. Quando há muitas parcelas, é improvável que todos os erros se somem. Nestes casos, usam-se métodos de probabilidade para estimar o erro da soma. Um critério é arredondar, desprezando-se o último algarismo significativo. Ou seja, quando todas as parcelas tiverem n algarismos significativos, dar o resultado com (n-1) algarismos significativos.

As regras da subtração são essencialmente as mesmas da soma. Deve-se tomar cuidado quando se subtraem dois números muito próximos, pois isso provoca um grande aumento do erro relativo.

Exemplo 4

$(327{,}48 \pm 0{,}01) - (326{,}91 \pm 0{,}01) = (0{,}57 \pm 0{,}02)$

O erro relativo de cada parcela vale aproximadamente 0,01/300 = 0,003%.

O erro relativo do resultado vale cerca de (0,02/0,57) = 3,5%, que é mais de 1000 vezes maior que o erro relativo das parcelas.

Quanto mais à esquerda, mais significativo é o dígito. O dígito na coluna dos décimos é mais significativo que o dígito na coluna dos centésimos. O dígito na coluna das centenas é mais significativo que o dígito na coluna das dezenas .

O resultado da soma ou subtração não pode ter mais algarismos significativos ou dígitos depois da vírgula do que a parcela com menor número de algarismos significativos.

10.2. Multiplicação e Divisão

Quando se multiplicam ou dividem dois números com diferentes quantidades de dígitos corretos depois da vírgula decimal, o número correto de dígitos decimais do resultado deve ser igual ao menor dos números de dígitos decimais nos fatores.

Exemplo 5

Achar a área S do retângulo com

a = 5,2 m
b = 43,1 m

É incorreto dizer que a área S = 224,12 m^2. Na realidade,

a está entre 5,1 e 5,3
b está entre 43,0 e 43,2
Assim, a área S está contida entre

219,3 cm^2 (5,1 x 43,0)
228,96 cm^2 (5,3 x 43,2)

Assim, os dígitos depois do segundo algarismo significativo são duvidosos e a resposta correta para a área é:

$S = 2,2 \times 10^2 \ cm^2$

O número de dígitos decimais corretos e o máximo erro relativo indicam qualidades semelhantes ligadas com o grau de precisão relativa. A multiplicação ou divisão de números aproximados provocam a adição dos erros relativos máximos correspondentes.

No exemplo do cálculo da área do retângulo, o erro relativo de a (5,1) é muito maior que o de b (43,1) e por isso o erro relativo da área S é aproximadamente igual ao de a. S tem a mesma quantidade de algarismos significativos que a; ambos tem dois algarismos.

Se os fatores do produto são dados com quantidades diferentes de algarismos decimais corretos, deve-se arredondar os números antes da multiplicação, deixando um algarismo decimal reserva, que é descartado no arredondamento do resultado final. quando há mais que 4 fatores com igual número de dígitos decimais corretos (n), o resultado deve ter (n-1) dígitos decimais corretos.

Exemplo 6

Calcular o calor gerado por uma corrente elétrica I percorrendo uma resistência R durante o tempo t, através de

$Q = 0,24 \ I^2 \ R \ t$

Como a constante (0,24) tem dois dígitos decimais corretos, o resultado final só poderá ter dois dígitos depois da vírgula. Assim, não se justifica praticamente tomar valores de I, R e t com mais de três dígitos decimais corretos (o terceiro dígito já é o decimal reserva a ser descartado no final).

As constantes não afetam o número de dígitos decimais corretos no produto ou divisão. Por exemplo, o perímetro do círculo com raio r, dado pela expressão $L = 2 \pi r$, o valor de 2 é exato e pode ser escrito como 2,0 ou 2,000 ou como se quiser. A precisão dos cálculos depende apenas da quantidade de dígitos decimais da medição do raio r. O número π também é conhecido e a quantidade de significativos pode ser tomada arbitrariamente.

Exemplo 7

Calcular

$D = 11,3^2 \times 5,4 + 0,381 \times 9,1 + 7,43 \times 21,1$

para estimar o valor das parcelas, calculam-se estas parcelas com o arredondamento correto.

Como 5,4 possui apenas dois algarismos significativos, tomam-se as parcelas com três algarismos (com um dígito decimal reserva) e arredonda-se o resultado final para dois algarismos significativos.

$11,3^2 = 127,7 \times 5,4 = 690$
$0,381 \times 9,1 = 3,47 = 3$
$7,43 \times 21,1 = 157$
Resultado final = 850
Resultado correto: $8,5 \times 10^2$

O cálculo com dígitos desnecessários é inútil e pode induzir a erros, pois podem dar a ilusão de uma precisão maior que a realmente existe.

Todos os graus de precisão devem ser coerentes entre si e em cada estágio dos cálculos. Nenhum dos graus de precisão deve ser muito menor ou maior do que o correto.

Exemplo 8

Seja

x = 215

y = 3,1

Calcular:

x + y x - y x.y

x/y y/x

determinando:

1. resultado calculado
2. limite superior calculado
3. limite inferior calculado
4. resultado final correto

Tab. 4. Resultados

Operação	Resultado	Limite sup	Limite inf	Resultado
x + y	218,1	219,2	217,0	218
x - y	211,9	213,0	210,8	212
x.y	666,5	691,2	642,0	$6,7x10^2$
x/y	69,3548	72,0000	66,8750	69
y/x	0,01442	0,01495	0,01389	0,014

A quantidade x = 215 é definida por três algarismos significativos de modo que o dígito 5 é o menos significativo e duvidoso. Como ele é incorreto por ±1, então o limite superior é 216 e o inferior é 214.

A quantidade y = 3,1 tem dois algarismos significativos e tem incerteza de ±0,1, variando entre 3,2 e 3,3. Os limites superiores mostrados na tabela são a soma dos limites inferiores de x e y. No resultado final, se deve considerar só um dígito duvidoso, e quando possível, com apenas dois dígitos significativos.

Exemplo 9

Determinar a área de um quadrado com lado de (10 ±1) metro.

A área nominal do quadrado é igual a 100, que é o produto de 10 x 10. Porém, a incerteza de ±1 metro em cada lado do quadrado é multiplicada pelo outro lado, de modo que a incerteza total da área do quadrado é de ±21 metros! Chega-se a este resultado multiplicando-se 10 ± 1 por 10 ± 1:

$$\begin{array}{l} 10 \pm 1 \\ 10 \pm 1 \\ \hline 100 \pm 10 \\ \pm 10 \pm 1 \\ \hline 100 \pm 20 \pm 1 \end{array}$$

portanto

$$100 \pm 21$$

ou mais rigorosamente

$$(100 - 19 + 21)\ m^2.$$

Outro modo de se chegar a este resultado é considerar que cada lado de 10 ± 1 metro varia de 9 a 11 metros e por isso as áreas finais variam de um mínimo de 81 (9 x 9) e um máximo de 121 (11 x 11) e como a área nominal é de 100, o valor com a tolerância é de 100 - 19 (81) +21 (121).

Este exemplo é interessante pois é análogo ao cálculo da incerteza de uma grandeza que depende de duas outras grandezas. A incerteza da grandeza resultante é igual à derivada parcial da grandeza principal em relação a uma grandeza vezes a incerteza desta grandeza mais a derivada parcial da grandeza principal em relação a outra grandeza vezes a incerteza desta outra grandeza. Ou seja, em matemática, quando

$$z = f(x, y)$$

com

$x = x \pm \Delta x$

$y = y \pm \Delta y$

a incerteza Δz é igual a

$$\Delta z = y\frac{\partial f}{\partial x} + x\frac{\partial f}{\partial y}$$

11. Algarismos e resultados

Devem ser estabelecidas algumas regras para determinar as incertezas para que todas informações contidas na expressão sejam entendidas universalmente e de modo consistente entre quem escreve e quem lê.

Como a quantidade δx é uma estimativa de uma incerteza, obviamente ela não deve ser estabelecida com precisão excessiva. Por exemplo, é estupidez expressar o resultado da medição da aceleração da gravidade g como

$g_{medida} = 9,82 \pm 0,0312\ 956\ m/s^2$

A expressão correta seria

$g_{medida} = 9,82 \pm 0,03\ m/s^2$

Regra para expressar incertezas:

Incertezas industriais devem ser quase sempre arredondadas para um único algarismo significativo.

Uma conseqüência prática desta regra é que muitos cálculos de erros podem ser feitos mentalmente, sem uso de calculadora ou mesmo de lápis e papel.

Esta regra tem somente uma exceção importante. Se o primeiro algarismo na incerteza δx é 1, então é recomendável se manter dois algarismos significativos em δx. Por exemplo, se um cálculo resulta em uma incerteza final de $\delta x = 0,14$, um arredondamento para $\delta x = 0,1$ é uma redução proporcional muito grande de modo que é razoável reter dois algarismos significativos para expressar $\delta x = 0,14$. O mesmo argumento poderia ser usado se o primeiro número for 2, porém a redução não é tão grande (metade da redução se o algarismo fosse 1).

Assim que a incerteza na medição é estimada, os algarismos significativos do valor medido devem ser considerados. Uma expressão como

velocidade medida = 6 051,78 ± 30 m/s

é certamente bem ridícula. A incerteza de 30 significa que o dígito 5 pode ser realmente tão pequeno quanto 2 ou tão grande quanto 8. Claramente, os dígitos 1, 7 e 8 que vem depois do 5 não tem nenhum significado prático. Assim, a expressão correta seria

velocidade medida = 6050± 30 m/s

Regra para expressar resultados

O último algarismo significativo em qualquer expressão do resultado deve ser usualmente da mesma ordem de grandeza (mesma posição decimal) que a incerteza.

Por exemplo, para uma expressão de resultado 78,43 com uma incerteza de 0,04 seria arredondada para

$78,43 \pm 0,04$

Se a incerteza fosse de 0,4 então ficaria

$78,4 \pm 0,4$

Se a incerteza fosse de 4, a expressão ficaria

78 ± 4

Finalmente, se a incerteza fosse de 40, seria

80 ± 40

Para reduzir incertezas causadas pelo arredondamento, quaisquer números usados nos cálculos intermediários devem normalmente reter, no mínimo, um algarismo a mais do que o finalmente justificado. No final dos cálculos, faz o último arredondamento para eliminar o algarismo extra insignificante.

A incerteza em qualquer quantidade medida tem a mesma dimensão que a quantidade medida em si. Assim, escrevendo as unidades (m/s^2, g/cm^3, A, V, ^oC) após o resultado e a incerteza é mais claro e mais econômico.

Exemplo

densidade medida = $8,23 \pm 0,05\ g/cm^3$ ou

densidade medida = $(8,23 \pm 0,05)\ g/cm^3$

Quando se usa a notação científica, com números associados a potências de 10, é também mais simples e claro colocar o resultado e a incerteza na mesma forma.

Por exemplo:

corrente medida = $(2,54 \pm 0,02) \times 10^{-6}$ A

é mais fácil de ler e interpretar do que na forma:

corrente medida = $2,54 \times 10^{-6} \pm 2 \times 10^{-8}$ A

6. Estatística da Medição

1. Estatística Inferencial

1.1. Introdução

A premissa básica da metrologia é: *nenhuma medição é sem erro*. Ou na lógica positiva: *toda medição possui erro*. Por isso, nem o valor exato da medição e nem o erro associado com a medição pode ser conhecido exatamente. Na metrologia, como na física, existe o princípio desconfortável da indeterminação. As incertezas e os erros da medição devem ser tratados metodicamente para que as medições práticas tenham alguma utilidade e confiabilidade.

A confiabilidade da medição não depende somente das variações nas entradas controladas mas também das variações em fatores incontrolados e desconhecidos.

O operador é quem faz a medição e toma nota do resultado. Ele pode cometer erros grosseiros e acidentais nestas tarefas. O equipamento de suporte do instrumento de medição incluem outros instrumentos auxiliares. As condições de contorno do instrumento de medição podem influir no seu desempenho. Estas condições incluem a temperatura, umidade, pressão ambiente, vibração, choque mecânico, alimentação externa. O instrumento de medição é o elo mais importante de toda o sistema de medição. É ele que faz a medição e espera-se que ele não influa no valor da medição feita.

1.2. Conceito

A ciência da estatística envolve a coleta, organização, descrição, análise e interpretação de dados numéricos. A estatística é a parte da matemática que fornece um método organizado para manipular dados que apresentem variações aleatórias. A estatística revela somente a informação que já está presente em um conjunto de dados. Nenhuma informação nova é criada pela estatística. O tratamento estatístico de um conjunto de dados permite fazer julgamentos objetivos relacionados com a validade de resultados. A estatística permite olhar os dados de modos diferentes e tomar decisões objetivas e inteligentes quanto à sua qualidade e uso.

A metrologia usa estatística por vários objetivos:

1. entender, controlar e determinar os erros da medição
2. facilitar a coleta de dados adequados e confiáveis relacionados com a medição
3. entender e calcular melhor as incertezas associadas à medição
4. controlar a qualidade da mão de obra e dos materiais produzidos na indústria.

Os métodos estatísticos podem ser úteis para determinar

1. o valor mais provável de uma medição, a partir de um conjunto limitado de medições,
2. o erro provável de uma medição e
3. o valor da incerteza na melhor resposta obtida.

Um dado individual é imprevisível e aleatório. Porém, grupos de dados aleatórios são previsíveis e determinísticos. Por exemplo, o lançamento de um único dado é aleatório e não determinístico. Qualquer um dos lados, 1-2-3-4-5-6, é igualmente provável. Porém, quando se lançam dois dados, a soma dos lados já é determinística e não aleatória. A soma 2 (1+1) ou 12 (6+6) é menos provável que a soma 7 (6+1, 5+2, 4+3).

A base da estatística na medição é a replicação, que é a tomada múltipla e repetida da medição em valores individuais da quantidade. Quando se faz apenas uma medição sujeita aos erros aleatórios, obtém-se pouca informação. Quando se fazem muitas medições repetidas da mesma quantidade, os

erros aleatórios aparecem como um espalhamento em torno da média destas medições. O espalhamento é causado pelas variações da medição, que devem ser consideradas e pelas variações das características do sistema de medição, que devem ser eliminadas. As variações aleatórias podem ser uma conseqüência natural das experiências ou uma inevitável deficiência do sistema de medição das variações de processo e a estatística tem meios de identificar e separar estas causas.

O objetivo do tratamento estatístico não é o de eliminar a variabilidade das medições - o que é impossível - mas o de restringir esta variabilidade dentro de limites economicamente realizáveis e estabelecer graus de probabilidade de sua localização.

A análise estatística não melhora a precisão de uma medição. As leis da probabilidade usadas pela estatística se aplicam somente em erros aleatórios e não nos erros sistemáticos ou do operador. Assim, antes de fazer o tratamento estatístico dos erros aleatórios, deve-se cuidar de eliminar ou diminuir os erros sistemáticos e evitar os erros de operação.

A precisão de um instrumento que descreve a concordância entre várias medições replicadas pode ser medida através dos parâmetros estatísticos como desvio padrão, variância e espalhamento das medições.

Por exemplo, se um instrumento está com um erro de calibração de zero, um tratamento estatístico não removerá este erro. Porém, a análise estatística de dois métodos de medição diferentes pode demonstrar a discrepância entre eles.

A estatística descritiva usa tabelas, gráficos e métodos numéricos para resumir conjuntos de dados da população total ou de amostras.

A estatística inferencial pode

1. definir o intervalo em torno da média de um conjunto dentro do qual a média da população deve estar, com uma dada probabilidade;
2. determinar o número de medições replicadas necessárias para garantir, com uma dada probabilidade, que uma média experimental caia dentro de um intervalo predeterminado em torno da média da população;
3. decidir se um valor distante no conjunto de resultados replicados deve ser mantido ou rejeitado no cálculo da média para o conjunto;
4. manipular os dados da calibração.

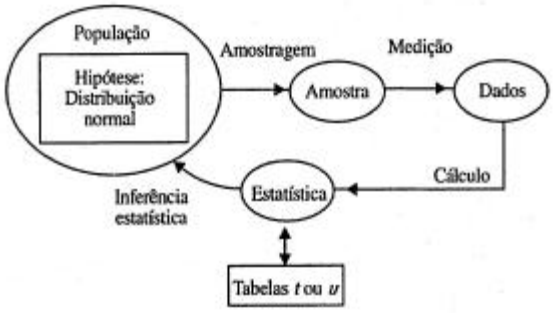


Fig. 6.1. Inferência estatística (Kume)

1.3. Variabilidade da Quantidade

As medições repetidas de um mesmo valor exibem variações. Estas variações são causadas por diferenças em materiais, equipamentos, instrumentos, instalações, operações, condições, problemas, reações psicológicas e condições climáticas. Geralmente se tem muitas variações pequenas e poucas grandes variações (diagrama de Paretto).

Às vezes, ocorre uma variação não usual, maior que todas as outras, por uma ou pela combinação das seguintes causas:

1. material diferente da batelada,
2. novo ajuste do equipamento
3. nova calibração do instrumento de medição
4. substituição do operador
5. jogo da seleção brasileira de futebol
6. festa de Carnaval, São João ou Natal.

A experiência mostra que há diferenças definidas detetáveis entre o padrão natural e o não natural. É possível descobrir e estudar estas diferenças por meio de cálculos simples baseados na estatística. Assim que se conhece o padrão natural, é possível encontrar as causas das anormalidades.

As medições de uma mesma variável do processo tendem a se agrupar em torno de um valor central, tipicamente a média aritmética, com uma certa variação de dispersão em cada lado. O padrão ou formato desenhado pelas medições agrupadas é chamado de distribuição da freqüência.

Se as causas que produzem as medições permanecem inalteradas, a distribuição tende a ter certas características estáveis, que se tornam ainda mais definidas quando se aumenta o número de medições. Se o sistema de causa é constante, a distribuição observada tende a se aproximar de um limite estatístico, segundo uma lei ou função de distribuição.

A experiência mostra que a distribuição e a flutuação estão relacionadas estatisticamente. A distribuição é uma massa composta de flutuações e a flutuação está confinada dentro dos limites de uma distribuição.

Com relação às distribuições e flutuações, pode-se dizer que

1. Tudo varia.
2. As coisas individuais são imprecisas.
3. Os grupos de coisas de um sistema constante de causas tendem a ser previsíveis.

Por exemplo,

1. As pessoas vivem até diferentes idades.
2. Ninguém sabe quanto tempo ele viverá.
3. As companhias de seguro podem prever com precisão a percentagem de pessoas que viverão até 50, 60, 70 e 80 anos.

Outro exemplo,

1. Ninguém escreve a letra **a** duas vezes do mesmo modo.
2. Não se pode saber como o próximo **a** será diferente do último.
3. O grafologista sabe reconhecer a letra de uma pessoa.

2. População e Amostra

Uma premissa básica da teoria da probabilidade é que ela trata somente de eventos aleatórios. Um evento aleatório é aquele em que as condições são tais que cada membro da população tem uma chance igual de ser escolhido.

A população ou universo é o conjunto de todos os itens (produtos, indivíduos, firmas, empregados, preços, medições).

A amostra é uma parte da população, tirada aleatoriamente do universo de modo que o represente. A amostra deve ser aleatória, onde cada membro da população tem uma igual chance de ser selecionado. Embora a amostra seja representativa, ela não é uma réplica exata, em miniatura, da população de onde ela foi retirada. Isto é impossível de se conseguir e como resultado, há erros de amostragem. Estes erros devem ser minimizados ou então previstos, através de distribuições de amostras.

Trabalhar com amostras em vez de estudar a população total é uma técnica bem estabelecida e usada, resultando na vantagem de assumir um risco definido de aceitar uma pequena percentagem de alguns dados com não-conformidade em troca da grande redução do custo e do tempo de inspeção.

Muita inspeção de aceitação é por amostragem. Geralmente a inspeção de 100% é impraticável e antieconômica. Também, a qualidade do produto aceito pode realmente ser melhor com amostragem estatística do que a conseguida por inspeção de 100%. A amostragem tem vantagens psicológicas e menos cansaço dos inspetores. Muitos tipos de inspeção de 100% não eliminam todos os produtos fora de conformidade.

No caso de medições replicadas, quando se faz a computação estatística de um número muito elevado de dados (milhares), há uma alta probabilidade de se cometer erros na entrada de dados na calculadora ou no computador.

As leis da estatística se aplicam estritamente a uma população formada apenas de dados aleatórios. Para usar estas leis, deve-se assumir que o conjunto de dados que formam uma amostra representa a população infinita de resultados. Infelizmente, esta hipótese não é garantidamente válida. Como resultado, a estimativa estatística acerca do valor dos erros aleatórios também está sujeita a incerteza e por isso ela é expressa somente em termos de probabilidade.

Em qualquer decisão que se toma, baseando-se em poucos dados, corre-se o risco de que ela seja errada. Por exemplo, quando se sai de casa, carregando ou não um guarda-chuva, coletam-se certos dados: olha-se o céu, lê-se a previsão do tempo do jornal, escuta-se a televisão. Depois de avaliar rapidamente todos estes dados disponíveis, incluindo a previsão do rádio de "30% de probabilidade de haver chuva", toma-se uma decisão. De qualquer modo, faz-se o compromisso entre a inconveniência de carregar um guarda-chuva e a possibilidade de tomar uma chuva, sujando-se a roupa e pegando um resfriado. Neste exemplo, tomou-se uma decisão baseando-se na incerteza. A incerteza não implica falta de conhecimento, mas somente que o resultado exato não é completamente previsível.

Inferência estatística é o processo de se deduzir algo acerca de um universo baseando-se em dados obtidos de uma amostra retirada deste universo. Partindo-se dos parâmetros da amostra, calculados e obtidos mais facilmente, estimam-se as faixas onde devem estar estes mesmos parâmetros da população. Quando o tamanho da amostra aumenta, os valores dos parâmetros da amostra tendem para os valores

dos parâmetros da população. Assim, a escolha do tamanho da amostra é um compromisso entre a facilidade dos cálculos (amostra muito pequena) e a validade dos valores (amostra muito grande). O tamanho conveniente da amostra depende de vários fatores, como:

1. desvio permitido entre o parâmetro e o valor verdadeiro,
2. o grau de variabilidade da população fornecido pela experiência anterior,
3. o risco assumido ou o grau de probabilidade determinado.

Na prática, amostra com n ≥ 20 é considerada de bom tamanho e representativa do universo. Alguns autores consideram ideal n ≥ 30. Na prática, por conveniência, trabalha-se com amostras contendo cerca de 4 a 10 pontos, e aplicando a estatística t do *Student,* que compensa os erros das amostras pequenas.

A metodologia da inferência estatística envolve

1. o problema: estimativa dos parâmetros da população (média e variância) com os dados disponíveis,
2. a solução: usa da informação da amostra para obter as estimativas, mesmo tendo de conviver com os erros da amostragem,
3. o resultado final: estimativa dos parâmetros da população e os graus de confiança associados.

3. Tratamento Gráfico

Os dados estatísticos podem ser apresentados e arranjados em tabelas e gráficos. O objetivo destes métodos é o de condensar a informação de uma grande quantidade de números, mostrando as características mais importantes dos dados.

Os dados consistem de números, que devem ser úteis e confiáveis. Para isso, é importante definir a fonte dos dados, qual o escopo do estudo, como eles são coletados, qual a sua exatidão e precisão, como são arredondados. Os dados podem mostrar propriedades físicas variáveis.

3.1. Distribuição de Freqüência

O processo para construir uma matriz e uma distribuição de freqüência é simples e direto. Os passos são os seguintes:

1. Coletar todos os dados disponíveis.
2. Arranjar os dados em uma matriz, colocando-os em ordem crescente ou decrescente.
3. Determinar o número de classes ou células.
4. Determinar o intervalo de cada classe.
5. Agrupar os dados em classes ou células.
6. Construir um gráfico com as classes e os números de dados para cada classe.
7. Construir a distribuição de freqüência.

O número de grupos não pode nem ser muito grande nem muito pequeno. Como regra, pode-se tomar a raiz quadrada do número dos dados, o que na prática, resulta em 5 a 15 grupos. Por exemplo, se há 100 dados, escolhem-se 10 classes ($\sqrt{100}=10$). Quando o número não for exato, arredonda-se para o inteiro mais próximo; por exemplo, para 200 dados, usam-se 14 classes ($\sqrt{200}=14,1$). Os limites inferior e superior devem ser escolhidos de modo a não se ter superposições ou dados de fora.

O intervalo da classe pode ser determinado dividindo-se a diferença do maior dado pelo menor dado pelo número de classes.

Matematicamente, tem-se:

$$\text{Intervalo da classe} = \frac{x_h - x_l}{\text{número de classes}}$$

onde

x_h é o maior número da matriz

x_l é o menor número da matriz

Exemplo

Para fixar idéias, será apresentado o exemplo, onde se quer desenvolver uma controle de qualidade para a fabricação de lâmpadas de 100-watt. São tomados 50 registros de uma lote da produção e são feitos testes de falha das lâmpadas. A confiabilidade é medida em termos de horas para falhar. As confiabilidades são as seguintes:

Tab. 1. Dados completos

1983	2235	2414	2465	2510
2329	2414	2697	2567	2270
2321	2214	2130	2174	2553
2438	2356	2299	2238	2350
2450	2454	2452	2543	2544
2026	2237	2248	2643	2544
2326	2320	2293	2234	2343
2027	2175	2346	2438	2652
2420	2355	2362	2146	2124

Tab.2. Dados em ordem crescente

1983	2235	2329	2414	2510
2026	2237	2343	2417	2544
2027	2238	2346	2420	2543
2124	2248	2350	2438	2564
2130	2270	2353	2438	2567
2146	2293	2355	2438	2565
2174	2299	2356	2450	2643
2175	2320	2362	2454	2652
2214	2321	2387	2452	2680
2234	2326	2414	2465	2697

Os dados agora devem ser agrupados em classes ou células.

O número adequado de classes é de 7 ($\sqrt{50} = 7,1$).

O intervalo da classe é calculado como:

$$\text{Intervalo da classe} = \frac{2697 - 1983}{7} = 102$$

Assim, deveria se ter:

maior dado = 2697 horas

menor dado = 1983 horas

faixa = 2697 - 1983 = 714 horas

número de classes = 7

intervalo da classe = 102

Pode-se fazer alguns ajustes finos:

1. o intervalo da classe pode ser igual a 100, para facilitar os cálculos,
2. a primeira classe é de 1900 a 1999,
3. a segunda classe é de 2000 a 2099,
4. a terceira classe é de 2100 a 2199, ...
5. deve-se ter uma oitava classe, de 2600 a 2699 para acomodar os 4 últimos valores.

À primeira vista se pensa que o intervalo é de 99 e não de 100, porém como a contagem começa de 0, tem-se realmente 100 pontos contados entre 1900 e 1999.

Constrói-se agora a tabela com os números em cada intervalo de classe. O arranjo pode ser horizontal ou vertical. No arranjo horizontal, colocam-se as classes à esquerda e uma marca de contagem (X, ou marcas múltiplas de 5) para cada ponto em cada classe à direita. Tem-se

Tab. 3. Contagens

Horas	**Marcas de contagem**
1900-1999	X
2000-2099	XX
2100-2199	XXXXX
2200-2299	XXXXXXXXX
2300-2399	XXXXXXXXXXX
2400-2499	XXXXXXXXXX
2500-2599	XXXXXX
2600-2699	XXXX

As marcas de contagem são convertidas em números, resultando na distribuição de freqüência absoluta.

Tab. 4. Distribuição da freqüência absoluta

Horas	**Número de falhas**
1900-1999	1
2000-2099	2
2100-2199	5
2200-2299	9
2300-2399	12
2400-2499	11
2500-2599	6
2600-2699	4

Pode-se obter as seguintes informações sobre a folha de distribuição de freqüência:

1. a menor taxa de queima da lâmpada é de de 1900 horas e a maior, de 2700,
2. a maioria das lâmpadas queima entre 2200 e 2500 horas,
3. a maior concentração de falhas é entre 2300 e 2399 horas.

Fazendo-se um gráfico (abcissa = horas de funcionamento até queimar da lâmpada; ordenada = freqüência), percebe-se o centro da distribuição (2350 horas) e como os valores se espalham em torno deste ponto central.

Se ainda se quer a distribuição da freqüência relativa, para prever o número de lâmpadas que iriam falhar dentro de um determinado intervalo, calcula-se a freqüência relativa, dividindo-se cada freqüência absoluta pelo número total de freqüências. O valor total da freqüência relativa é 1,0. A fórmula da freqüência relativa é:

$$\text{Frequência relativa} = \frac{\text{número de observações no intervalo}}{\text{número total de observações}}$$

No exemplo da lâmpada, a freqüência relativa de falhas para o intervalo de classe de 2100-2199 é de 0,01 ou 10% (5/50).

Tab. 5. A freqüência relativa em cada intervalo de classe das confiabilidades das lâmpadas

Horas	Falhas	Freqüência relativa
1900-1999	1	1/50 = 0,02
2000-2099	2	2/50 = 0,04
2100-2199	5	5/50 = 0,10
2200-2299	9	9/50 = 0,18
2300-2399	12	12/50 = 0,24
2400-2499	11	11/50 = 0,22
2500-2599	6	6/50 = 0,12
2600-2699	4	4/50 = 0,08
		1,00

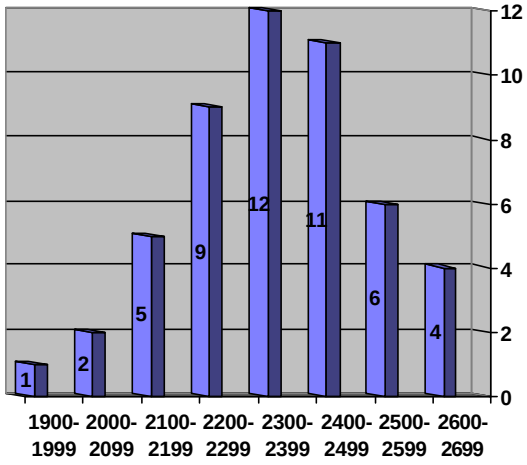


Fig. 6.2. Histograma da queima das lâmpadas

3.2. Histograma

Histograma é o gráfico da distribuição de freqüência que ilustra os resultados obtidos da matriz e da folha dos resultados. Um gráfico comunica a informação mais facilmente que a análise numérica. Vendo o gráfico pode-se contar diretamente os dados em cada intervalo de classe e determinar o centro e o espalhamento dos dados da distribuição.

O histograma é um gráfico de barras que mostra os resultados da análise da distribuição da freqüência, comprimindo os dados em grupos lógicos.

O eixo horizontal dos x (abcissa) mostra os intervalos das classes e o eixo vertical dos y (ordenada) mostra a freqüência, absoluta ou relativa. Cada intervalo de classe tem um limite inferior e um limite superior. Geralmente o menor limite da primeira classe é abaixo do primeiro número e o limite maior da última classe é acima do último número da matriz.

3.3. Significado metrológico

Quando se tem n medições, pode-se quantizar estes n resultados em valores iguais ou dentro de uma classe de largura Δx. Plotando a freqüência das ocorrências (número de medições dentro das faixas) e os valores das medições, obtém-se um histograma, ou gráfico com barras. É interessante observar os tamanhos destas barras: no centro da curva estão as maiores freqüências correspondendo a valores próximos da média das medições. Ou seja, as medições se distribuem em torno do valor médio das medições, com maior quantidade de medições próximas da média e com poucas medições longe das médias.

Aumentando o número de medições e diminuindo a largura da faixa, o histograma se aproxima de uma curva continua, chamada de função de distribuição da densidade da probabilidade das amplitudes da medição de x.

Quando os erros são puramente aleatórios, os resultados das n medições sucessivas são espalhados em torno do valor verdadeiro, com a metade dos resultados acima e a outra metade abaixo do valor verdadeiro . Este valor verdadeiro é também chamado de valor médio.

Exemplo

Sejam os 50 dados replicados obtidos na calibração de uma pipeta de 10 mL (Tab. 6)..

Tab. 6. Dados replicados da pipeta de 10 mL

Dado #	Volume, ml	Dado #	Volume, ml	Dado #	Volume, ml
1	9,988	18	9,975	35	9,976
2	9,973	19	9,980	36	9,990
3	9,986	20	9,994	37	9,988
4	9,980	21	9,992	38	9,971
5	9,975	22	9,984	39	9,986
6	9,982	23	9,981	40	9,978
7	9,986	24	9,987	41	9,986
8	9,982	25	9,978	42	9,982
9	9,981	26	9,983	43	9,977
10	9,990	27	9,982	44	9,977
11	9,980	28	9,991	45	9,986
12	9,989	29	9,981	46	9,978
13	9,978	30	9,968	47	9,983
14	9,971	31	9,985	48	9,980
15	9,982	32	9,977	49	9,983
16	9,983	33	9,976	50	9,979
17	9,988	34	9,983		

A partir destes dados foram encontrados:

Volume médio = 9,982 ml

Volume mediano = 9,982 ml

Afastamento = 0,025 ml

Desvio padrão = 0,0056 ml

A partir dos dados da Tab.6, pode-se elaborar uma outra tabela (Tab. 7) mostrando a distribuição da freqüência usando-se células com largura de 0,003 mL e calculando-se a percentagem de medições caindo em cada célula. Nota-se que 26% dos dados residem na célula contendo a média e a mediana de 9 982 mL e que mais da metade dos dados estão dentro de +- 0,004 mL.

Tab. 7. Freqüência dos dados da Tab. 6

Faixa volume, mL	Número na faixa	% na faixa
9 969 a 9 971	3	6
9.972 a 9 974	1	2
9 975 a 9977	7	14
9 978 a 9980	9	18
9 981 a 9983	13	26
9 984 a 9 986	7	14
9 987 a 9 989	5	10
9 990 a 9 992	4	8
9 993 a 9 995	1	2

Os dados da distribuição da freqüência da Tab. 7 podem ser plotados em um gráfico de barras ou histograma. Pode-se perceber que quando o número de dados medidos aumenta, o histograma se aproxima da curva contínua da distribuição normal, gerada com um número infinito de dados.

4. Médias

Os dados podem ser reduzidos a um único número, para fins de comparação. A média ou valor médio é o mais representativo de um conjunto de dados ou medições. A média é o valor esperado de uma quantidade medida do conjunto das medições tomadas. Valor esperado não é o valor mais provável. A média tende a ficar no centro dos dados quando eles são arranjados de acordo com as magnitudes e por isso a média é também chamada de tendência central das medidas. Quanto maior o número de medições feitas, melhor será o resultado. O valor médio é a expectativa matemática do conjunto dos dados.

Nas distribuições formadas pelos dados, quase sempre há uma tendência central destes dados. Esta tendência central, em torno da qual os dados se agrupam pode ser medida por algum tipo de média. As médias típicas são: média aritmética, ponderada, eficaz, geométrica, harmônica, mediana e moda.

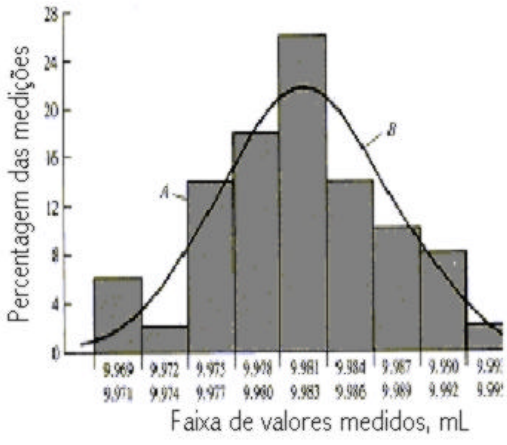


Fig. 6.3. Histograma dos dados da Tab. 7

4.1. Média Aritmética

A média mais usada é a aritmética, que é calculada matematicamente como a soma de todas as medidas de um conjunto dividida pelo número total de medidas. A média aritmética de um conjunto de medidas é dada por:

$$x_m = \bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + ... + x_n}{n}$$

onde

$x_m = \bar{x}$ = valor médio ou a média

x_1, x_2, ... x_n = valor de cada medição

n = número de leituras.

Também pode se escrever, de modo abreviado:

$$x_m = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n}$$

Diz-se que a média é a somatória dos valores de x, começando de i igual a 1 e terminando em n dividido por n. Σ é a letra grega Sigma.

É comum denotar a média como $\bar{x}$ (diz-se x barra), porém este símbolo é difícil de se obter em datilografia e por isso também se usa x_m.

Quando se tem uma população com o número muito grande de dados (n tende para infinito), o símbolo da média é expresso como:

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n} \quad \text{com } n \to \infty$$

Através do conceito dos mínimos quadrados do erro pode-se demonstrar matematicamente que a média aritmética é a melhor estimativa do valor verdadeiro de um dado conjunto de medições.

O instrumentista deve sempre fazer de duas a cinco replicações de uma medição. Os resultados individuais de um conjunto de medições são raramente os mesmos e usa-se a média ou o melhor valor para o conjunto. O valor médio central é sempre mais confiável do que qualquer resultado individual. A variação nos dados deve fornecer uma medida da incerteza associada com o resultado central. A média serve como o valor central para um conjunto de medições replicadas.

A média de dados aleatórios não é mais aleatória mas é determinística. Por exemplo, a média das somas dos pontos obtidos pelo lançamento de dois dados é um número determinado igual a 7.

O valor médio tem as seguintes propriedades matemáticas práticas e úteis à metrologia:

1. a média é a melhor estimativa para um conjunto de medições disponíveis.
2. a média tem a mesma dimensão das medições e fica entre os valores mínimo e máximo das medições.
3. quando se multiplica uma variável aleatória por uma constante, sua média será multiplicada pela mesma constante.
4. a média da soma de duas variáveis aleatórias é a soma de suas médias.
5. se uma constante é somada à variável aleatória, a mesma constante é somada ao seu valor médio.
6. a média do produto de duas variáveis aleatórias independentes é igual ao produto de seus valores médios.
7. mesmo que a distribuição dos valores seja simétrica, a distribuição da área não é simétrica, pois, se 5 está no meio de 0 e 10, mas 5^2 não está no meio de 0^2 e 10^2.

Exemplo

As medições do valor de um resistor dão:

52,3 Ω 51,7 Ω

53,4 Ω 53,1 Ω

80,0 Ω

O valor médio destas medições, desprezando o valor de 80,0 Ω que é grosseiro, vale 52,6 Ω.

$$R_m = \frac{52{,}3 + 51{,}7 + 53{,}4 + 53{,}1}{4} = 52{,}6\,\Omega$$

4.2. Média da Raiz da Soma dos Quadrados

Quando se tem dados com sinais positivos e negativos e as suas influências se somam, não se pode tirar a média aritmética pois a soma algébrica dos dados cancelam seus valores. Por isso, inventou-se a média **R**aiz quadrada da **S**oma dos **Q**uadrados (RSQ), que é dada pela expressão:

$$X_{RSQ} = \sqrt{(x_1^2 + x_2^2 + ... + x_n^2)}$$

Em metrologia, esta relação matemática (algoritmo) é a mais usada para determinar o erro final resultante de vários erros componentes aleatórios e independentes entre si.

Em estatística, o desvio padrão (σ) é calculado através de uma relação que também envolve a raiz quadrada da soma dos quadrados dos desvios de cada medição (d_i). Tem-se

$$\sigma = \sqrt{\frac{(d_1^2 + d_2^2 + ... + d_n^2)}{n}}$$

5. Desvios

Como ocorre com as médias, há também vários tipos de desvios, embora o mais usado para medida da precisão seja o desvio padrão.

5.1. Dispersão ou Variabilidade

A medida do ponto central isolado não dá uma descrição adequada dos dados experimentais. Deve-se considerar também a variabilidade ou espalhamento dos dados. Por exemplo, se alguém tem os pés na geladeira e a cabeça no forno, pode-se dizer que a média da temperatura é boa, mas a sensação será horrível, por causa da grande faixa de espalhamento entre as duas temperaturas.

Por isso foram desenvolvidos outros parâmetros importantes de dados experimentais associados ao grau de espalhamento do conjunto de dados, como faixa, desvio médio, variância, desvio padrão, coeficiente de variação, desvio padrão ajustado.

5.2. Faixa (Range)

A faixa ou espalhamento de um conjunto de dados é a diferença entre o maior e o menor valor do conjunto. A faixa é o modo mais simples para representar a dispersão dos dados. As desvantagens associadas com a faixa como medida da dispersão são:

1. ela se baseia somente na dispersão dos valores extremos,

2. ela deixa de fornecer informação acerca do ajuntamento ou dispersão dos valores observados dentro dos dois valores extremos.

Mesmo assim, ela é empregada para se ter uma idéia aproximada da extensão dos valores espalhados dos dados disponíveis. Ela é fundamental nas cartas para o controle estatístico dos dados.

Por exemplo, para um conjunto de medições de um comprimento, em mm,

194, 195, 196, 198, 201, 203

o espalhamento é igual a 203 - 194 = 9 mm.

O desvio padrão para conjuntos com pequeno número de dados (N) pode ser rapidamente estimado multiplicando-se a faixa por um fator k (Tab. 8).

No conjunto anterior, o desvio padrão estimado pelo fator k da tabela (N = 6) é igual a 9 x 0,38 = 3,5. O desvio padrão calculo de modo convencional é igual a 3,6.

Tab. 8. Fatores para estimar desvio padrão da faixa

N	k
2	0,89
3	0,59
4	0,49
5	0,43
6	0,39
7	0,37
8	0,35
9	0,34
10	0,32

5.3. Desvio do Valor Médio

O desvio é a diferença entre cada medida e a média aritmética. O desvio do valor médio indica o afastamento de cada medição do valor médio. O valor do desvio pode ser positivo ou negativo. Os desvios das medidas x_1, x_2, ... x_n da média aritmética x_m são:

$d_1 = x_1 - x_m$

$d_2 = x_2 - x_m$

...

$d_n = x_n - x_m$

Teoricamente, a soma algébrica de todos os desvios de um conjunto de medidas em relação ao seu valor médio é zero. Na prática, nem sempre ele é zero, por causa dos arredondamentos de cada desvio.

Para as medições da resistência acima,

R_i	R_m	d_i
52,3	52,6	-0,3
51,7	52,6	-0,9
53,4	52,6	+0,8
53,1	52,6	+0,5

onde

R_i é o valor de cada resistência

R_m é o valor médio das resistências

d_i é o desvio de cada resistência

A soma dos desvios não deu zero pois há um erro de arredondamento, pois a média é de 52,63 aproximado para 52.6.

5.4. Desvio Médio Absoluto

O grau de espalhamento em torno do valor médio é a variação ou dispersão dos dados. Uma medida esta variação é o desvio médio. O desvio médio pode fornecer a precisão da medição. Se há um grande desvio médio, é uma indicação que os dados tomados variam largamente e a medição não é muito precisa.

O desvio médio é a soma dos valores absolutos dos desvios individuais, dividido pelo número de medições. Se fosse tomada a soma algébrica, respeitando os sinais, e não havendo erros de arredondamento, a soma seria zero.

O desvio médio absoluto é dado por:

$$D = \frac{[x_1] + [x_2] + \ldots + [x_n]}{n}$$

Exemplo

De novo, a resistência acima

R_i	R_m	d_i
52,3	52,6	-0,3
51,7	52,6	-0,9
53,4	52,6	+0,8
53,1	52,6	+0,5

O desvio médio absoluto é calculado tomando-se os d_i em valor absoluto (positivo)

$$D = \frac{0,3 + 0,9 + 0,8 + 0,5}{4} = 0,67 \approx 0,7\,\Omega$$

Para distribuições simétricas de freqüência, há uma relação empírica entre o desvio médio e o desvio padrão como:

$$\text{desvio médio} = \frac{4}{5}(\text{desvio padrão})$$

5.5. Desvio Padrão da População

O desvio médio de um conjunto de medições é somente um outro método para determinar a dispersão do conjunto de leituras. O desvio médio não é matematicamente conveniente para manipular as propriedades estatísticas pois sua soma geralmente se anula e por isso o desvio padrão é mais adequado e útil para expressar a dispersão dos dados.

O desvio padrão de uma população, σ, é calculado raiz quadrada da média dos quadrados dos desvios individuais. Tem-se

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \mu)^2}{n}}$$

onde

$(x_i - \mu)$ é o desvio da média da i^a medição.

n é o número de dados da população total.

O desvio padrão pode expressar a precisão do instrumento que fornece o conjunto de medições. Quando o desvio padrão (σ) é pequeno, a curva da probabilidade das amplitudes é estreita e o valor de pico é grande e as medições são feitas por um instrumento muito preciso. Quando o desvio padrão (σ) é grande, a curva da probabilidade das amplitudes é larga e o valor de pico é pequeno e as medições são feitas por um instrumento pouco preciso. Em qualquer caso, a área sob a

curva é igual a 1, pois a soma das probabilidades é igual a 1.

5.6. Desvio Padrão da Amostra

O desvio padrão da amostra com pequeno número de dados (n ≤ 20 ou para alguns, n < 30) ou desvio padrão ajustado é dado por:

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}}$$

Usa-se o denominador (n - 1) por que agora se tem (n - 1) variáveis aleatórias e a n[a] é determinada.

O desvio padrão usado para medir a dispersão dos dados sobre de uma lacuna que é sua polarização quando o número de dados é pequeno. Por exemplo, quando se tem somente uma medida, o valor do desvio se reduz a zero. Isto implica que a medição não tem dispersão e como conseqüência, não tem nenhum erro. Obviamente este resultado é altamente polarizado, quando se toma somente uma medição nos cálculos. Quando se tomam duas ou mais medições, a polarização no paramento diminui progressivamente até se tornar desprezível para n grande. Assim, o valor do desvio padrão é ajustado para dar uma estimativa não polarizada da precisão. Isto é conseguido dividindo-se a soma dos quadrados dos desvios por (n - 1) em vez de n. Diz-se que (n-1) é o número de grau de liberdade e n é o número total de observações. O número de graus de liberdade se refere ao número de dados independentes gerados de um dado conjunto e usados na computação.

Um conjunto com duas medições tem somente uma entrada útil com relação a estimativa da dispersão em torno da média da população, por que o conjunto deve fornecer informação acerca da dispersão e acerca da média. Assim, uma amostra de dois dados fornece só uma observação independente com relação à dispersão. Para uma amostra de 10 dados, pode-se ter 10 desvios. Porém, somente 9 são independentes, por que o último pode ser deduzido do fato que a soma dos desvios é igual a zero. Assim, um conjunto de n dados fornece
(n - 1) observações independentes com relação ao desvio padrão da população. De um modo mais geral ainda, tem-se (n **-** m) graus de liberdade em um conjunto com n dados e m constantes.

Na população, quando m é desconhecido, duas quantidades podem ser calculadas de um conjunto cm n dados replicados, $\bar{x}$ e s. Um grau de liberdade é usado para calcular $\bar{x}$, porque, retendo os sinais dos desvios, a soma dos desvios individuais deve ser zero. Assim, computados (n - 1) desvios, o último desvio (n[o]) fica conhecido. Como conseqüência, somente (n - 1) desvios fornecem medida independente da precisão do conjunto de medições. Em pequenas amostras (n < 20), quando se usa n em vez de
(n - 1) para calcular s, obtém-se um valor menor do que o verdadeiro.

O desvio padrão das medições da resistência é de 0,8 Ω. Como ainda será visto, o valor da resistência deve estar entre o valor médio e uma tolerância de **n** desvios padrão. O **n** está relacionado com o nível de probabilidade associado. Assim, o valor da resistência é de 51,6 ± 0,8 (1s) Ω, com 68% de probabilidade ou 51,6 ± 1,6 (2s) Ω com 95% de probabilidade.

5.7. Fórmulas Simplificadas

Ás vezes, é mais cômodo e rápido calcular os desvios padrão da população e da amostra com fórmulas que envolvem somente a computação de x_i^2, $\sum x_i^2$ e $\sum x_i$. Estas fórmulas são:

$$\sigma^2 = \sqrt{\frac{\sum(x_i^2) - \left(\sum x_i\right)^2 / n}{n}}$$

$$s^2 = \sqrt{\frac{\sum(x_i^2) - \left(\sum x_i\right)^2 / n}{n-1}}$$

5.8. Desvios da população e da amostra

Como o desvio padrão da população envolve n e o desvio padrão da amostra envolve (n - 1), obtém-se facilmente a relação entre os dois desvios, como

$$s = \sqrt{\frac{n}{n-1}} \times \sigma$$

onde o fator $\sqrt{\frac{n}{n-1}}$ é conhecido como fator de correção de Bessel.

Quando n aumenta, o fator de Bessel se aproxima de 1, e o s se iguala a σ. Na prática, para n ≥ 20, pode-se considerar s igual a σ. O desvio padrão da amostra é também chamado de desvio padrão ajustado.

5.9. Desvio padrão de operações matemáticas

Para uma soma ou diferença, o desvio padrão absoluto da operação é a raiz quadrada da soma dos quadrados dos desvios padrões absolutos individuais dos números envolvidos na soma ou subtração. Ou seja, na computação de

$$y = a(\pm s_a) + b(\pm s_b) - c(\pm s_c)$$

o desvio padrão do resultado é dado por:

$$s_y = \sqrt{s_a^2 + s_b^2 + s_c^2}$$

Para a multiplicação e divisão, o desvio padrão relativa da operação é a raiz quadrada da soma dos quadrados dos desvios padrão relativos dos números envolvidos na multiplicação e divisão. Ou seja, na computação de

$$y = \frac{a \times b}{c}$$

o desvio padrão relativo a y vale

$$\frac{s_y}{y} = \sqrt{\left(\frac{s_a}{a}\right)^2 + \left(\frac{s_b}{b}\right)^2 + \left(\frac{s_c}{c}\right)^2}$$

5.10.Coeficiente de variação

Define-se como desvio padrão relativo a divisão do desvio padrão absoluto pela média do conjunto de dados. O desvio padrão relativo é geralmente expresso em ppm (parte por mil), multiplicando-se esta relação por 1000 ppm ou em percentagem, multiplicando-se a relação por 100%. O coeficiente de variação (CV) é definido como o desvio padrão relativo multiplicado por 100%:

Como o valor médio está no denominador, não de pode usar o coeficiente de variação quando o valor médio se aproxima de zero.

$$CV\,(\%) = \frac{\text{desvio padrão}}{\text{valor médio}} \times 100\%$$

$$CV = \frac{\sigma}{\mu} \times 100\% \text{ , para toda a população}$$

$$CV = \frac{s}{\bar{x}} \times 100\% \text{ , para uma amostra}$$

O coeficiente de variação é mais conveniente que o desvio padrão absoluto para medir a dispersão relativa de um conjunto de medições. Quando se quer comparar a variação de dois conjuntos separados de dados onde as unidades de medição não são as mesmas ou quando as unidade são as mesmas mas as variações são muito grandes.

Por exemplo, se uma amostra contem cerca de 50 mg de cobre e o desvio padrão é de 2 mg, o coeficiente de variação (CV) para esta amostra é de 2 mg/50 mg x 100%, ou seja, 4%. Para uma amostra contendo 10 mg, o CV é de 20%.

5.11. Desvio Padrão Das Médias

Os números calculados da distribuição da percentagem se referem ao erro provável de uma única medição. Quando se fazem n séries de medições replicadas, cada uma com N dados, e acham-se as médias de cada conjunto, estas médias também se espalham em torno de um valor médio e este espalhamento pode também ser expresso por um desvio padrão, chamado de desvio padrão das médias.

O desvio padrão da média de cada conjunto é chamado de *erro padrão da média* e é inversamente proporcional à raiz quadrada do número de séries replicadas de medições com N dados (N ≥ 20).

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

De um modo análogo, tem-se para uma n amostras com N dados (N ≤ 20),

$$\bar{s} = \frac{s}{\sqrt{n}}$$

O desvio padrão das médias é uma melhor estimativa da incerteza interna e é chamado também de *erro padrão interno*.

Pode-se notar que a distribuição normal das medições de uma amostra tem menor precisão que a correspondente distribuição normal da amostra das médias da população. A distribuição normal das médias tem um formato mais estreito e um pico maior que a distribuição normal de uma amostra.

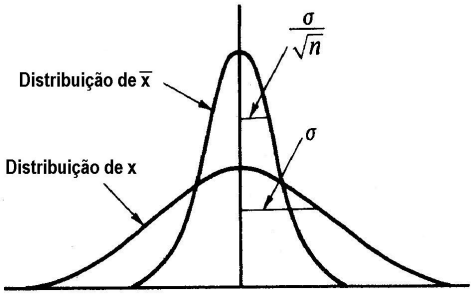


Fig. 6.4. Desvio padrão das médias

Deve-se ter o cuidado para não confundir os números envolvidos. É possível ter um conjunto com N dados (base de cálculo do desvio padrão do universo),

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N} (x_i - \mu)^2}{N}}$$

dos quais se tira uma amostra com k dados (base de cálculo do desvio padrão da amostra)

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{k} (x_i - \bar{x})^2}{(k-1)}}$$

e se tira a média de um n conjuntos de dados (base de cálculo para o desvio padrão das n médias).

$$\bar{s} = \frac{s}{\sqrt{n}}$$

5.12. Variância

A variância (V) é simplesmente o quadrado do desvio padrão (s^2). A variância também mostra a dispersão das medições aleatórias em torno do valor médio.

A unidade da variância é o quadrado da unidade das quantidades medidas.

A variância (s^2) é definida para população muito grande (essencialmente infinita) de medições replicadas de x.

Tem-se

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})^2}{n}$$

para grandes populações (n > 20) e onde n é o grau de liberdade da população.

Tem-se, para pequenas populações (n < 20)

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})^2}{(n-1)}$$

Enquanto a unidade do desvio padrão é a mesma dos dados, a variância tem a unidade dos dados ao quadrado. Mesmo com esta desvantagem, a variância possui as seguintes vantagens:

1. ela é aditiva,
2. ela não tem os problemas associados com os sinais algébricos dos erros,
3. ela emprega todos os valores dos dados e é sensível a qualquer variação no valor de qualquer dado,
4. ela é independente do ponto central ou do valor médio, por que ela usa os desvios em relação ao valor médio,
5. seu cálculo é relativamente mais simples.

Exemplo

Sejam os dados obtidos de uma análise:

Tab. 9. Dados da análise química

x_i	ppm Fe	$\lvert x_i - \bar{x} \rvert$	$(x_i - \bar{x})^2$
x_1	19,4	0,38	0,1444
x_2	19,5	0,28	0,0784
x_3	19,6	0,18	0,0324
x_4	19,8	0,02	0,0004
x_5	20,1	0,32	0,1024
x_6	20,3	0,52	0,2704

Efetuando-se os cálculos, chega-se a

$\sum x_i = 118,7$

$\sum (x_i - \bar{x})^2 = 0,6284$

Média

$\bar{x} = 118,7/6 = 19,78$ ppm Fe

Desvio padrão

$s = x_i$

Variância

$s^2 = 0,35^2 = 0,13$ (ppm Fe)^2

Desvio padrão relativo

$$x_i = \frac{0,354}{19,78} \times 1000 = 17,9 \approx 18 \text{ ppt}$$

Coeficiente de variação

$$x_i = \frac{0,354}{19,78} \times 100\% = 1,79 \approx 1,8\%$$

Erro absoluto

Assumindo que o valor verdadeiro da amostra seja de 10,00 ppm Fe:

19,78 - 20,00 = 0,011 ppm Fe

Erro relativo

$$\frac{19,78 - 20,00}{20,00} \times 100\% = -1,1\%$$

6. Distribuições dos dados

6.1. Introdução

A determinação de probabilidades associadas com eventos complexos pode ser simplificada com a construção de modelos matemáticos que descrevam a situação associada com um evento particular específico. Estes modelos são a distribuição da probabilidade ou função probabilidade. A distribuição da probabilidade pode ser calculada a partir de dados de amostra retirada da população e também teoricamente.

Por causa de suas características, a distribuição da probabilidade está relacionada com as distribuições de freqüência. Porém, na distribuição de freqüência, as freqüências são números observados de eventos ocorridos e na distribuição da probabilidade, a freqüência é derivada da probabilidade de eventos que podem ocorrer.

6.2. Parâmetros da Distribuição

A distribuição das freqüências mostra os dados em formas e formatos comuns. Os números tem uma tendência de se agrupar e mostrar padrões semelhantes. Estes padrões podem ser identificados, medidos e analisados. Na análise dos dados de uma distribuição de freqüências há quatro parâmetros importantes:

1. tendência central,
2. dispersão,
3. assimetria e
4. kurtosis

Tendência central

A tendência central é a característica que localiza o meio da distribuição. A tendência central natural é a média dos pontos. As curvas podem ter diferentes simetrias e dispersões, mas a mesma tendência central. Também, pode-se ter curvas com a mesma simetria e mesma dispersão, mas com diferente tendência central.

Dispersão

Dispersão é a característica que indica o grau de espalhamento dos dados. A dispersão é também chamada de variação.

Assimetria (*Skewness*)

Skewness é a característica que indica o grau de distorção em uma curva simétrica ou o grau de assimetria. Uma curva simétrica possui os lados direito e esquerdo da lei de centro iguais. Os dois lados de uma curva simétrica

são imagens espelhadas de cada lado. Uma curva se distorce para a direita quando a maioria dos valores estão agrupados no lado direito da distribuição.

Curtose (Kurtosis)

A curtose (kurtosis) é a característica que descreve o pico em uma distribuição. É uma medida relativa para comparar o pico de duas distribuições. Uma maior curtose significa um pico maior de freqüência relativa, não maior quantidade de dados.

Há três classes de curtose: platicúrtica (curva plana e esparramada), leptocúrtica (curva com pico estreito e alto) e mesocúrtica (intermediária entre as duas outras).

6.3. Tipos de distribuições

Há três distribuições de probabilidade usadas:

1. binomial
2. retangular
3. normal.

Distribuição Binomial

A distribuição binomial se refere a variáveis discretas e se aplica, principalmente, à contagem de eventos, onde as duas saídas possíveis podem ser sucesso ou falha, peça normal ou defeituosa.

Sendo

n o número de tentativas,

p a probabilidade de sucesso em cada tentativa,

q a probabilidade de falha em cada tentativa,

P(x) a probabilidade de se obter x sucessos,

$$P(x) = C_x^n (p^x)(q^{n-x})$$

onde

$$C_x^n = \frac{n!}{x!(n-x)!}$$

C_x^n é a combinação de n elementos tomados x vezes

n! é o fatorial de n, n! = n.(n-1)(n-2)...3.2.1

Para evitar os enfadonhos cálculos, principalmente quando n for grande, pode-se usar tabelas disponíveis na literatura técnica, onde se determina P(x) a partir de n, x.

Distribuição Retangular

Na distribuição retangular os valores possíveis são igualmente prováveis. Uma variável aleatória que assume cada um dos n valores, x_1, x_2, ...,x_n com igual probabilidade de 1/n.

Em metrologia, os erros sistemáticos possuem distribuição retangular de probabilidade. Para qualquer valor da medição, ele é constante.

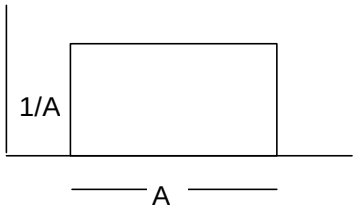


Fig. 6.5. Distribuição retangular

6.4. Distribuição normal ou de Gauss

Conceito

A distribuição normal é uma distribuição contínua de probabilidade, fundamental para a inferência estatística e análise de dados. Sua importância vem dos seguintes fatos:

1. muitos fenômenos físicos e muitos conjuntos de dados seguem uma distribuição normal. Por exemplo, as distribuições de freqüência de alturas, pesos, leituras de instrumentos, desvios em torno de valores estabelecidos seguem a distribuição normal.
2. pode-se mostrar que várias estatísticas de amostras (como a média) seguem a distribuição normal, mesmo que a população de onde foram tiradas as amostras não seja normal.
3. mesmo a distribuição binomial tende para a distribuição normal, quando o número de dados aumenta muito. E os cálculos relacionados com a distribuição binomial são muito mais complexos que os empregados pela distribuição normal.
4. a distribuição normal possui propriedades matemáticas precisas e idênticas para todas as distribuições normais.

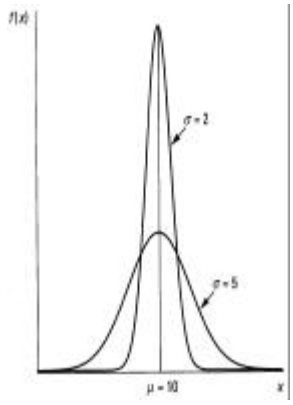


Fig. 6.6. Distribuição normal ou de Gauss

Relação matemática

Quando se tem uma variável continua, a função distribuição normal ou função de Gauss tem a seguinte expressão matemática, envolvendo os números naturais 2, π e exponencial de *e:*

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma} \right)^2 \right]$$

A expressão matemática para uma amostra pequena, tem-se:

$$F(x) = \frac{1}{s\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\bar{x}}{s} \right)^2 \right]$$

Quando a variável for discreta, pode-se construir a curva a partir dos dados. No eixo x, colocam-se os valores dos dados divididos em classes e no eixo y, o número de vezes que aparecem os dados. Quando o número de dados é muito grande (tendendo para infinito) e sujeito somente às variações aleatórias, os dados produzidos caem dentro da curva de distribuição normal. Os erros aleatórios de uma medição formam uma distribuição normal por que eles resultam da superposição mútua de uma grande quantidade de pequenos erros independentes que não podem ser considerados separadamente.

Características

O formato de uma curva de distribuição de probabilidade normal é simétrico e como um sino. A curva de distribuição deve ter as seguintes características:

1. simétrica em relação à média, indicando que os erros negativos de determinado valor são igualmente freqüentes quanto os positivos,.
2. formato mostrando que ocorreram muitos desvios pequenos e poucos desvios grandes,
3. valor de pico máximo igual ao valor verdadeiro (exata) ou distante (não exata).
4. pontos de inflexão da curva são $x = \bar{x} \pm s$
5. por causa da simetria da curva, a mediana é igual à média e como a média ocorre no pico da densidade de probabilidade, ele também representa a moda. Tem-se média = moda = mediana.
6. o eixo x é uma assíntota da curva.
7. quando normalizada, a área total sob a curva é igual a 1 englobando 100% dos eventos.
8. para o mesmo valor médio, a distribuição tem um pico estreito para pequenos valores do desvio padrão e é larga para grandes valores do desvio padrão. Como a área é sempre igual a 1, quando o formato for mais estreito, o pico é maior.
9. a equação do valor máximo da densidade de probabilidade vale:

$$\{p(x)\}_{max} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} = \frac{0{,}399}{\sigma}$$

10. a probabilidade que o valor médio $\bar{x}$ fique entre um intervalo de x_1 e x_2 é a área debaixo da curva distribuição neste intervalo.

Aplicações

Pode-se determinar a probabilidade de as medições replicadas caírem dentro de determinada faixa em torno da média. Esta probabilidade serve como medida da confiabilidade da medição em relação aos erros aleatórios. Os limites de confiança servem para definir a faixa do erro aleatório da medição.

Para estabelecer se os erros aleatórios ou desvios se aproximam da distribuição de Gauss, são feitos testes de homogeneidade. Estes testes fornecem meios para

1. detectar se as diferenças entre os conjuntos de medições são devidas a uma razão real (sistemática) ou aleatória,
2. detectar uma chance em um característica de distribuição,
3. avaliar as diferentes medições, distinguindo as mais e menos confiáveis,
4. distinguir os erros dependentes e correlatos.

Área Sob a Curva de Erro Normal

A área total sob a curva de distribuição normal é 1, entre os limites -∞ e +∞ pois todos os resultados caem dentro dela. Independente de sua largura, tem-se 68,3% da área sob a curva do erro normal fica dentro de um desvio padrão (±σ) a partir da média. Ou seja, 68,3% dos dados que formam a população ficam dentro destes limites. Do mesmo modo, 95,5% de todos os dados caem dentro dos limites de ± 2σ da média e 99,7% caem dentro de ±3σ.

Tab. 10 Limites para grandes populações

Limites	Percentagem	Probabilidade
±0,67σ	50,0	0,500
±1,00σ	68,3	0,683
±1,29σ	80,0	0,800
±1,64σ	90,0	0,900
±1,96σ	95,0	0,950
±2,00σ	95,4	0,954
±2,58σ	99,0	0,990
±3,00σ	99,7	0,997

Por causa destas relações de área, o desvio padrão de uma população de dados é um ferramenta útil de previsão. Por exemplo, pode-se dizer há uma probabilidade de 68,3% que a incerteza de qualquer medição isolada não seja maior que ±1σ. Do mesmo modo, a chance é de 95,5% que o erro seja menor que ±2σ.

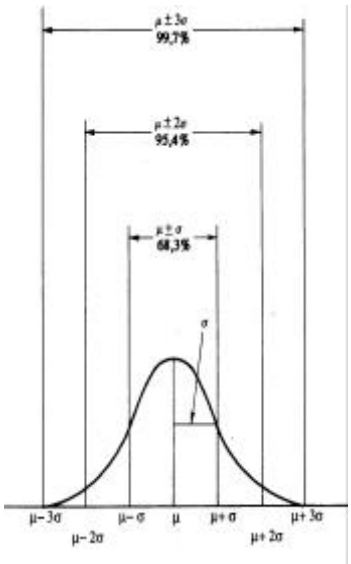


Fig. 6.7. Limites da distribuição

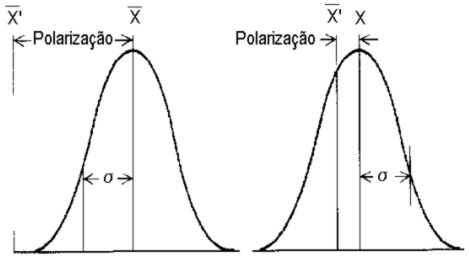
Distribuição Normal, Precisão e Exatidão

A análise do formato da curva de distribuição normal das medições pode mostrar a distinção entre exatidão e precisão. As medições de um instrumento muito preciso, quando pilotadas, dão uma curva de distribuição estreita e com o pico grande. As medições de um instrumento pouco preciso dão uma curva de distribuição larga e com o pico pequeno. Quando a largura aumenta, o valor do pico deve diminuir, porque a área sob a curva é igual a 1.

As medições muito exatas de um instrumento, quando pilotadas, dão uma curva de distribuição com o valor médio próximo do melhor valor estimado. Ou seja, a soma dos quadrados dos desvios dos dados de seus valores estimados é mínimo (princípio dos mínimos quadrados). Quando as medições são pouco exatas, a sua curva de distribuição tem o valor médio distante do melhor valor estimado. Ou seja, a soma dos quadrados dos desvios dos dados de seus valores estimados é maior que o mínimo.

Deste modo é possível ter quatro combinações de boa, ruim, precisão e exatidão.

As medições são muito exatas e o instrumento é muito preciso quando a curva é estreita, o pico é elevado e o valor médio é igual (ou próximo) do valor verdadeiro.



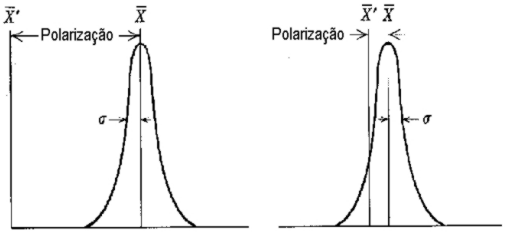
Não preciso e não exato Não preciso e exato

Fig.6.8. – Precisão e Exatidão

As medições são pouco exatas e o instrumento é muito preciso quando a curva é estreita, o pico é elevado e o valor médio é distante do valor verdadeiro.

As medições são muito exatas e o instrumento é pouco preciso quando a curva é larga, o pico é baixo e o valor médio é igual (ou próximo) do valor verdadeiro.

As medições são pouco exatas e o instrumento é pouco preciso quando a curva é larga, o pico é baixo e o valor médio é distante do valor verdadeiro.



Preciso e não exato Preciso e exato

Fig.6.9. Precisão e Exatidão

Distribuição Normal e Erro Provável

Se um conjunto aleatório de erros em torno de um valor médio é examinado, acha-se que sua freqüência de ocorrência relativa ao seu tamanho é descrita por uma curva conhecida como a curva de Gauss ou a curva do sino. Gauss foi o primeiro a descobrir a relação expressa por esta curva. Ela mostra que a ocorrência de pequenas desvios aleatórios da média são muito mais prováveis que grandes desvios. Ela também mostra que estes grandes desvios são muito improváveis.

O desvio padrão de uma distribuição normal

1. mede o espalhamento da medição em uma dada entrada
2. tem a mesma unidade da medição
3. é a raiz quadrada da média da soma dos quadrados dos desvios de todas as medições possíveis da média aritmética verdadeira.

A curva também indica que os erros aleatórios são igualmente prováveis serem positivos e negativos. Quando se usa o desvio padrão para medir o erro, pode-se usar a curva para determinar qual a probabilidade de um erro ser maior ou menor que um certo valor σ para cada observação.

Pode-se calcular o erro provável quando se tem apenas uma medição. Como o erro aleatório pode ser positivo ou negativo, um erro maior que 0,675σ é provável em 50% das observações. Assim, o erro provável de uma medição é

$$e = \pm 0{,}675\ \sigma$$

Assim, uma medição possui três partes:

1. um valor indicado

2. uma margem de incerteza ou erro ou tolerância, que é o intervalo de confiança, expresso em ±nσ, onde n é uma constante e σ é o desvio padrão

3. uma probabilidade, que é a indicação da confiança que se tem quanto ao erro real estar dentro da margem de incerteza escolhida; p. ex., 99,73% quando se escolhe a margem de ± 3σ.

Distribuição Normal Padrão

Existe uma infinidade de curvas e funções distribuição normal, diferentes de acordo com o valor da média central (μ) e do desvio padrão (σ). O desvio padrão para a população que produz a curva mais larga e com menor pico (B) é o dobro do desvio padrão da curva mais estreita com o pico maior (A). O eixo dos x das curvas é em afastamento da média em unidades de medição (x - μ).

Plotando as mesmas curvas, porém usando como abcissa o desvio da média em múltiplos de desvio padrão [(x-μ)/σ] obtém-se uma curva idêntica para os dois conjuntos de dados.

Qualquer distribuição normal pode ser transformada em uma forma padrão (standard). Para fazer isso, a variável x é expressa como o desvio de sua média μ e dividida por seu desvio padrão σ, ou seja, muda-se a variável x para outra variável z dada por:

$$z = \frac{x - m}{s}$$

Para uma amostra da população, tem-se

$$z \approx \frac{x - \bar{x}}{s}$$

A variável z é o desvio da média dado em unidades de desvio padrão. Assim, quando

(x - μ) = σ, z é igual a um desvio padrão;

Quando (x - μ) = 2σ, z é igual a dois desvios padrão.

Quando se tem uma particular destruição normal de uma variável aleatória x, com uma dada média (μ) e desvio padrão (σ), achar a probabilidade de x cair dentro de um determinado intervalo é equivalente a encontrar a área debaixo da curva limitada pelo intervalo. Porém, pode-se achar diretamente esta área das tabelas de distribuição normal padrão.

A curva da distribuição normal padrão apresenta as seguintes propriedades:

1. A média ocorre no ponto central de máxima freqüência e vale zero ($\mu = 0$).

2. O desvio padrão é igual a 1 ($\sigma = 1$).

2. Há uma distribuição simétrica de desvios positivos e negativos em torno da média.

3. Há uma diminuição exponencial na freqüência quando o valor dos desvios aumenta, de modo que pequenas incertezas são observadas muito mais freqüentemente que as incertezas grandes.

A estatística z é normalizada e sua expressão matemática vale

$$F(z) = \frac{2}{\sqrt{2\pi}} e^{\left(-\frac{z^2}{2}\right)}$$

7. Intervalos Estatísticos

O valor exato da média de uma população de dados, μ, nunca pode ser determinado exatamente por que tal determinação requer um número infinito de medições. O que se faz é tirar uma amostra significativa da população, com n dados (n > 20) e achar a média aritmética dos dados desta amostra, μ. Na prática, usa-se uma amostra com (n < 20) e tem-se a média $\bar{x}$. Nesta situação, a teoria estatística permite estabelecer limites em torno da média da amostra, $\bar{x}$, e garantir que a média da população, μ, caia dentro destes limites com um dado grau de probabilidade. Estes limites são chamados de *limites de confiança* e o intervalo que eles definem é conhecido como o *intervalo de confiança*. Estes limites são determinados multiplicando-se o desvio padrão disponível (da população ou da amostra) por um *fator de cobertura*, f, que está associado com um grau de probabilidade, P%. Os limites de confiança definem um intervalo em torno da média da amostra que provavelmente contem a média da população total.

7.1. Intervalo com n grande (n > 20)

Quando se tem n > 20, a média das medições é μ e o desvio padrão é σ. A medição pode ser reportada como:

$$x = \mu \pm f\sigma \qquad (P\%)$$

onde

x é o valor da medição

$\bar{x}$ é o valor médio das n medições

f é o fator de cobertura associado a P%

σ é o desvio padrão da população

P% é a probabilidade

Pode-se dizer, com uma probabilidade de acerto de P% que a medição x se encontra entre os limites:

$$\mu - f\sigma < x < \mu + f\sigma$$

Por exemplo, para uma probabilidade de 95%, o fator de cobertura é 2. Isto significa que quando se tem uma medição com n replicações, (n > 20) com desvio padrão σ e média μ, então a medição x pode ser reportada como

$$x = \mu \pm 2\sigma \qquad (95\%)$$

ou

$$\mu - 2\sigma < x < \mu + 2\sigma \qquad (95\%)$$

7.2. Intervalo com n pequeno (n < 20)

Quando a amostra tem um número pequeno de dados, n < 20, a média μ se torna $\bar{x}$, o desvio padrão σ se torna s, torna-se s. As equações passam para

$$x = \bar{x} \pm fs \qquad (P\%)$$

ou

$$\bar{x} - fs < x < \bar{x} + fs$$

Para o exemplo de probabilidade de 95%, para a amostra ($n \leq 20$) com média $\bar{x}$, a medição pode ser reportada como

$$x = \bar{x} \pm 2s \qquad (95\%)$$

$$\bar{x} - 2s < x < \bar{x} + 2s \qquad (95\%)$$

7.3. Intervalo com n muito pequeno (n < 10)

Populações com n muito grande (n > 20) requerem muito tempo para a computação de seus parâmetros e há uma grande probabilidade de enganos nos cálculos. É mais pratico e rápido trabalhar com populações com número pequeno de dados (n < 10), por exemplo 5 medições. Foram desenvolvidos métodos científicos para tornar mínimos os erros quando se manipulam amostras com pequeno número de dados.

Neste caso, o desvio padrão aumenta, pois ele é inversamente proporcional a n, e também a incerteza aumenta. Agora, o fator de cobertura é dado pelo t do Student, que é

$$x = \bar{x} \pm ts$$

ou

$$\bar{x} - ts < x < \bar{x} + ts \qquad (P\%)$$

t obtido de uma tabela que relaciona o seu valor, a probabilidade associada e o número de medições replicadas.

O parâmetro estatístico t é chamado de t do Student, por que Student foi o pseudônimo usado por W. S. *Gosset*, quando ele escreveu o artigo clássico, t, que apareceu na revista *Biometrika*, **1908**, Vol. 6, Nr. 1. Gosset era empregado da *Guinness Brewery* e sua função era analisar estatisticamente os resultados da análise de seus produtos. Com o resultado de seu trabalho, ele descobriu o famoso tratamento estatístico de pequenos conjuntos de dados. Para evitar problemas com segredos profissionais, Gosset publicou o papel sob o pseudônimo *Student*.

A distribuição *t-Student* tem formato semelhante ao da distribuição normal, exceto que é mais achatada e se espalha mais progressivamente para valores pequenos de n. O teste t permite descobrir se toda a variabilidade em um conjunto de medições replicadas por ser atribuída ao erro aleatório.

Os valores de t caem muito rapidamente no início e depois caem lentamente. Aumentar o número de replicações da medição custa tempo e nem sempre o ganho é significativo. O número compromisso sugere três a quatro replicações

Tab. 12. Tabela Resumida de t

ν	t_{50}	t_{90}	t_{95}	t_{99}
1	1,00	6,31	12,71	63,66
2	0,82	2,92	4,30	9,92
3	0,76	2,35	3,18	5,84
4	0,74	2,13	2,78	4,60
5	0,73	2,02	2,57	4,03
6	0,72	1,94	2,45	3,71
7	0,71	1,90	2,36	3,50
8	0,71	1,86	2,31	3,36
9	0,70	1,83	2,26	3,25
10	0,70	1,81	2,23	3,17
15	0,69	1,75	2,13	2,95
20	0,69	1,72	2,09	2,84
30	0,68	1,70	2,04	2,75
60	0,68	1,67	2,00	2,66
∞	0,68	1,64	1,96	2,58

ν = (n-1), grau de liberdade

α = (1 - intervalo de confiança)

onde

t_P é o coeficiente de confiança, obtido de tabelas, a partir do grau de liberdade (ν) e da probabilidade (P%).

O grau de liberdade (ν) é dado por n-1, onde n é o número de dados da amostra e a probabilidade (P).

Por exemplo, para 5 replicações (grau de liberdade 4), probabilidade de 95%, t vale 2,78 (Tab. 12) e se tem

$$2{,}78\ s < \bar{x} < 2{,}78\ s$$

7.4. Intervalo para várias amostras

Quando se tem n conjuntos de amostras com N dados ($N \leq 20$), então se obtém o desvio padrão das médias ($s_{\bar{x}}$) e o fator de cobertura pode ser menor, porque o desvio padrão das médias das amostras é mais confiável que o desvio de apenas uma amostra. Neste caso, divide-se o fator de cobertura, f, por $\sqrt{n}$. Por exemplo, para probabilidade de P%, tem-se:

$$\bar{x} - f\frac{s_{\bar{x}}}{\sqrt{n}} < x < \bar{x} + f\frac{s_{\bar{x}}}{\sqrt{n}} \qquad (P\%)$$

Quando o número de dados de cada amostra é pequeno, o fator de cobertura se torna o t_P do Student e tem-se:

$$x = \bar{x} \pm t_P \frac{s}{\sqrt{n}} \qquad (P\%)$$

Exemplo

Para o conjunto de medições abaixo, determinar:

1. média
2. desvio padrão estimado
3. desvio padrão relativo percentual
4. como os dados devem ser relatados para um nível de 99% de confiança?

Tab. 13. Resultados

Medições	Media	Desvio
46,25	46,32	-0,07
46,40	46,32	+0,08
46,36	46,32	+0,04
46,28	46,32	-0,04

Respostas

1. Média

$$x = \frac{46{,}25 + 46{,}40 + 46{,}36 + 46{,}28}{4}$$

2. Desvio padrão estimado

$s = 0{,}0695$

3. Coeficiente de variação

$$CV = \frac{0{,}0695}{46{,}32} \times 100\% = 0{,}15\%$$

4. Probabilidade de 99%, tem-se

$\alpha = 0{,}01$

Grau de liberdade (4-1) = 3

Da tabela, tem-se

$t = 5{,}84$

Então o melhor valor da média é

$$46{,}32 \pm \frac{5{,}4 \times 0{,}0695}{\sqrt{4}} = 46{,}32 \pm 0{,}20$$

8. Conformidade das Medições

8.1. Introdução

Mesmo com métodos válidos, instrumentos calibrados e procedimentos cuidadosos, ainda há erros aleatórios e longe da média. Não são sistemáticos nem aleatórios, mas grosseiros. Um dado com erro grosseiro é marginal (*outlier*). Quando se encontra um erro marginal, deve-se:

1. retira-lo do conjunto de dados
2. identifica-lo
3. dar razões para sua rejeição ou retenção, p. ex., por um teste Q.

Quando um conjunto de dados contem um resultado marginal que difere excessivamente da média, a decisão que deve ser tomada é rejeitar ou reter o dado. A escolha do critério para rejeitar um resultado suspeito tem seus perigos. Se estabelece uma norma rigorosa que torna a rejeição difícil, corre-se o risco de reter resultados que são espúrios e tem um efeito indevido na média. Se estabelecem limites indulgentes na precisão e torna fácil a rejeição, provavelmente se jogará fora medições que certamente pertencem ao conjunto, introduzindo um erro sistemático aos dados. Infelizmente, não existe uma regra para definir a retenção ou rejeição do dado.

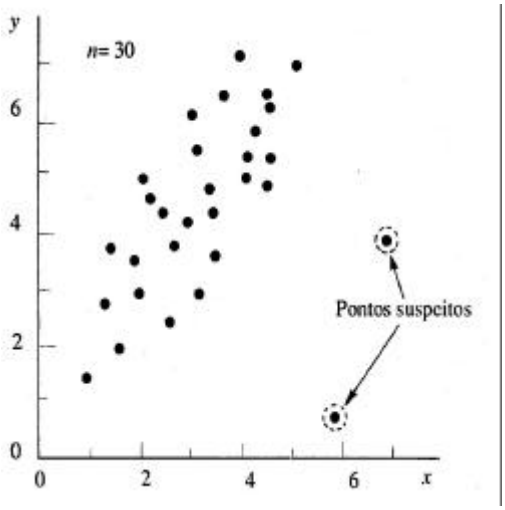


Fig. 6.10. Pontos suspeitos ou outliers

8.2. Teste Q

No teste Q, o valor absoluto (sem considerar o sinal) da diferença entre o resultado questionável e seu vizinho mais próximo é dividido pela largura de espalhamento do conjunto inteiro dá a quantidade Qexp

$$Q_{exp} = \frac{\left|x_q - x_n\right|}{w}$$

Se Qexp > Qcrit, rejeite o dado questionável.

Se Qexp < Qcrit, retenha o dado questionável.

8.3. Teste do c^2 (qui quadrado)

O teste de χ^2 (lê-se qui quadrado) é usado para verificar se um fenômeno observado se comporta como um modelo esperado ou teórico. Por exemplo, ele pode ser usado para comparar o desempenho de máquinas ou outros itens. A vida útil de lâmpadas, localizações da linha de centro de furos em placas, localizações de tiros de artilharia e missões de bombardeio seguem a distribuição χ^2.

Quando se obtém um conjunto de medições, assume-se que as medições são uma amostra de alguma distribuição conhecida, por exemplo, a normal. Para comparar as diferentes partes da distribuição observada, subdividem-se os dados em um número de n classes e determina-se a freqüência observada em cada classe. Depois, estima-se a freqüência esperada de cada classe, assumindo que a distribuição está de conformidade com a distribuição original, por exemplo, a normal, através dos seguintes passos:

1. calcule o valor médio e o desvio padrão,

2. para cada intervalo da classe, assuma uma variável normal padrão z_h e z_l para os limites superior e inferior, respectivamente,

3. da tabela da distribuição normal, determine as probabilidades da função entre (0 e z_h) e (0 e z_l).Os valores dependem se é tomado apenas um lado ou os dois lados da curva.

4. a soma dos valores acima dá a probabilidade no dado intervalo, se o limite superior estiver entre (0 e +∞) e o limite inferior estiver entre (0 e -∞) e vice-versa. A diferença dos valores acima dá a probabilidade se os dois limites cairem ou entre (0 e +∞) ou (0 e -∞),

5. multiplique a probabilidade da distribuição em um dado intervalo de classe pelo número total de observações para obter a freqüência esperada de ocorrências da variável neste intervalo,

6. como a soma das freqüências esperadas em todas as classes não é necessariamente igual ao numero total de observações, pois os arredondamentos devidos à interpolação na tabela das probabilidades provocam pequenas diferenças, usa-se um fator de correção para fazer a soma das freqüências esperadas igual ao número de observações.

7. a partir das freqüências esperadas em várias classes, determina-se o parâmetro χ^2 pela equação

$$\chi^2_{(n-m)\nu} = \sum_{i=1}^{n} \frac{(f_{e1} - f_{01})^2}{f_{ei}}$$

onde

n é o número de valores que são somados para produzir o valor de χ^2

m é o número de constantes usadas no cálculo das freqüências esperadas

(n - m) é o grau de liberdade, com índice ν.

f_{e1}, f_{e2}, ...f_{en} são as n freqüências esperadas,

f_{o1}, f_{o2}, ...f_{on} são as n freqüências observadas

Pode também se falar de uma distribuição χ^2, definida como:

$$\sum\left[\frac{\left(O_i - E_i\right)^2}{E_i}\right]$$

onde

O_i é a freqüência da ocorrência observada no i^o intervalo de classe

E_i é a freqüência da ocorrência esperada no i^o intervalo de classe , baseada em uma hipótese ou distribuição.

O objetivo é determinar se as freqüências observadas e esperadas estão próximas o suficiente para se concluir se elas são provenientes de mesma distribuição de probabilidade.

O numerador da expressão de χ^2 representa os quadrados dos desvios entre as freqüências esperadas e observadas nas n classes e é sempre positivo. Estes valores são normalizados em cada classe, dividindo-os pela respectiva freqüência esperada de cada classe.

A mesma ordem de desvio nas freqüências esperadas e observadas causa relativamente maior contribuição no parâmetro χ^2 nas extremidades da curva dos dados normalmente distribuídos, em comparação com os valores próximos do valor médio da curva. Isto é explicado pelo fato de os valores relativamente grandes das freqüências esperadas próximas do valor médio dos dados estarem no denominador de χ^2.

Para evitar que as contribuições anormalmente grandes no parâmetro χ^2 quando as freqüências esperadas forem pequenas, deve-se reagrupar as várias classes, de modo que a freqüência esperada em cada classe não seja menor que 5.

Se a distribuição da amostra está de conformidade com a distribuição teórica assumida, deve-se ter $\chi^2 = 0$· Quanto maior o valor de χ^2, maior é a discordância entre a distribuição esperada e os valores observados. Quanto maior o valor de χ^2, menor é a probabilidade que a distribuição observada satisfaça a distribuição observada. Deste modo, o parâmetro χ^2 é muito útil na análise estatística dos dados, para avaliar a validade dos dados.

Para a aplicação do teste do χ^2,

1. determine o valor de χ^2 para os dados disponíveis

2. determine os valores dos graus de liberdade F que é igual a (n - m),

3. determine a probabilidade de a medição real estar de conformidade com a distribuição esperada a partir das tabelas de χ^2 ou do diagrama χ^2 - F.

Exemplo

Os coeficientes de atrito entre o vidro e a madeira foram medidos no laboratório com uma técnica livre de erros sistemáticos. Os dados obtidos são:

Tab. 14 - Coeficientes e freqüência

Coeficiente	Freqüência observada
0,44-0,46	3
0,46-0,48	10
0,48-0,50	12
0,50-0,52	16
0,52-0,54	10
0,54-0,56	6
0,56-0,58	3

Determinar se os valores dos coeficientes de atrito seguem a distribuição normal ou não. Os valores do teste χ^2 até o nível de 10%.

Solução

1. Determinação do valor médio e do desvio padrão:

$\overline{x}$ = 0,51

s = 0,03062

2. Usando a tabela da Distribuição Normal, determinam-se as probabilidades entre os intervalos das diferentes classes.

Tab. 15 - Tabela de freqüências

#	Classe	oi	z_l	z_h	P (z_l)	P (z_h)	P(Dz)	ei
1	0,44-0,46	3	-2,178	-1,525	0,485	0,4364	0,0489	2,99
2	0,46-0,48	10	-1,525	-0,872	0,436	0,3084	0,1280	7,83
3	0,48-0,50	12	-0,872	-0,219	0,308	0,0864	0,2217	13,57
4	0,50-0,52	16	-0,219	0,434	0,086	0,1678	0,2545	15,57
5	0,52-0,54	10	0,434	1,088	0,167	0,3617	0,1939	11,87
6	0,54-0,56	6	1,088	1,741	0,361	0,4592	0,0975	5,97
7	0,56-0,58	3	1,741	2,394	0,459	0,4952	0,0360	2,20

Na tabela acima, as freqüências esperadas da primeira e última classe são menores que 5 e por isso elas devem ser combinadas com as classes adjacentes para fazê-las maiores que 5 e obtém os seguintes cálculos:

Tab. 16 - Freqüências

#	f_{oi}	f_{ei}	$f_{oi}-f_{ei}$	$(f_{oi}-f_{ei})^2/f_{ei}$
1	13	10,82	2,18	0,439
2	12	13,57	-1,57	0,182
3	16	15,57	0,43	0,012
4	10	11,87	-1,87	0,295
5	9	8,17	8,83	0,084
			Total:	1,012

Obtém-se $\chi^2 = 1,012$

O número de grau de liberdade F é (n-m).

No problema, o número de termos que são somados para dar χ^2 é n = 5. O número m é igual ao número de quantidades obtidas das

observações que são usadas no cálculos das freqüências esperadas. No problema, m = 3, porque há três quantidades: número total de observações, o valor médio e o desvio padrão dos dados que são usados no cálculo das freqüências esperadas, então F = 5 - 3 = 2

Para 2 graus de liberdade, o valor de χ^2 ao nível de 10% de probabilidade do χ^2, da tabela, tem-se 4,605. Como o valor de χ^2 = 1,012 não é muito grande e como a probabilidade P(χ^2) = 0,62 (obtida da curva onde χ^2 =1,012 e F = 2) está entre 0,1 e 0,9, resulta que os dados devem ser aceitos ou que os dados estão conforme a distribuição normal.

8.4. Teste de Chauvenet

O teste de Chauvenet estabelece que uma leitura pode ser rejeitada se a probabilidade de se obter um desvio particular da média é menor que 1/2n, onde n é o número de observações. A tabela dá o valor do desvio do ponto para média que deve ser excedido para rejeitar este ponto. Assim que todos os pontos espúrios são rejeitados, calcula-se uma nova média e um novo desvio padrão para a amostra.

Rejeição de espúrios pelo critério de Chauvenet

Observações	d_{max}/s
2	1,15
3	1,38
4	1,54
5	1,65
6	1,73
7	1,80
10	1,96
15	2,13
25	2,33
50	2,57
100	2,81

d_{max} é o desvio máximo aceitável

σ desvio padrão da população

8.5. Outros Testes

Existem vários outros testes estatísticos para fornecer critérios para rejeição ou retenção de *outliers*. Como o teste Q, estes outros também assumem que a distribuição dos dados da população seja normal. Infelizmente, esta condição não pode ser aprovada ou reprovada para amostras que tenham muito menos que 50 resultados. As regras estatísticas que são confiáveis para distribuição normal de dados devem ser usados com extremo cuidado, quando aplicadas a amostras com poucos dados.

A aplicação cega de testes estatísticos para determinar a rejeição ou retenção de uma medição suspeita em um pequeno conjunto de dados não é provavelmente mais confiável do que uma decisão arbitrária. A aplicação de bom julgamento baseado na experiência e conhecimento do processo envolvido é um enfoque válido. Enfim, a única razão válida para rejeitar um resultado de um pequeno conjunto de dados é a certeza que foi cometido um erro no processo da medição. Deve-se ter cautela para rejeitar um dado, por qualquer razão.

8.6. Conformidade

Os critérios estatísticos para verificar se um conjunto de dados está de conformidade com as distribuições teóricas assumidas são:

1. se os valores de probabilidade no teste χ^2 caem entre 0,1 e 0,9, então a distribuição observada segue a distribuição assumida, ou seja, não há razão de duvidar da hipótese. Em certos casos, o limite inferior da probabilidade χ^2, chamado de nível de significância, pode ser reduzido para 0,05.
2. se o valor da probabilidade no teste χ^2 está abaixo do limite inferior prescrito, então o resultado é significante e os dados da amostra são considerados inteiramente diferentes da distribuição assumida. Neste caso, o parâmetro χ^2 é muito grande.
3. Se o valor de χ^2 é muito pequeno e próximo de zero, então a probabilidade pode exceder o limite superior de 0,9. Embora isso seja difícil de se encontrar, na prática, quando ocorrer, os dados são considerados *suspeitosamente bons*.

7. Erros da Medição

1. Introdução

É impossível fazer uma medição sem erro ou incerteza. Na realidade, o que se procura é manter os erros dentro de limites toleráveis e estimar seus valores com exatidão aceitável. Cada medição é influenciada por muitas incertezas, que se combinam para produzir resultados espalhados. As incertezas da medição nunca podem ser completamente eliminadas, pois o valor verdadeiro para qualquer quantidade é desconhecido. Porém, o valor provável do erro da medição pode ser avaliado. É possível definir os limites dentro dos quais o valor verdadeiro de uma quantidade medida se situa em um dado nível de probabilidade.

O erro é a diferença algébrica entre a indicação e o valor verdadeiro convencional. O valor verdadeiro é o valor da variável medida sem erro, ideal. Erro é a quantidade que deve ser subtraída algebricamente da indicação para dar o valor ideal.

Se A é um valor exato e a o valor aproximado medido, então o erro é o desvio do valor aproximado do exato. Matematicamente,

$$e = A - a$$

Sob o ponto de vista matemático, o erro pode ser positivo ou negativo. Um erro positivo denota que a medição é maior que o valor ideal. O valor ideal é obtido subtraindo-se este valor do indicado. Um erro negativo denota que a medição do instrumento é menor que o valor ideal. O valor ideal é obtido somando-se este valor ao indicado.

Por exemplo, o comprimento de (9,0 + 0,2 - 0,1) mm significa que o valor verdadeiro de 9,0 mm possui um erro para mais de 0,2 mm e um erro para menos de 0,1 mm. Assim, o comprimento deve estar entre 8,9 e 9,2 mm. Neste caso os erros são assimétricos. Na maioria dos casos os erros são simétricos de modo que o valor medido é dado por

$$(A \pm e) = a.$$

2. Tipos de Erros

Os erros da medição e do instrumento podem ser classificados sob vários critérios, como expressão matemática, resposta no tempo, responsabilidade, causa e previsibilidade. É possível haver grande superposição de erros. Por exemplo, um erro pode ser simultaneamente estático, sistemático, previsível, intrínseco ao instrumento e devido ao ajuste de zero.

Quanto à *expressão matemática*, os erros podem ser classificados como

1. absolutos
2. relativos

Quanto ao *tempo*, os erros podem ser

1. dinâmicos
2. estáticos

Quanto à *origem*, os erros estáticos podem ser classificados como

1. grosseiros
2. sistemáticos
3. aleatórios

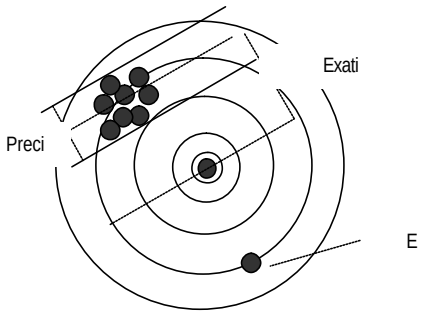


Fig. 7.1. Erros sistemático, aleatório e espúrio

Os erros sistemáticos podem ser divididos em

1. intrínsecos ao instrumento
2. influência
3. modificação

Os erros intrínsecos podem ser

1. determinados
2. indeterminados

Por sua vez, os erros do instrumento determinados podem ser:

1. zero
2. largura de faixa ou ganho
3. angularidade
4. quantização

Os erros indeterminados poder ser devidos a

1. uso e desgaste
2. atrito
3. inércia

Os erros de influência podem ter origem:

1. mecânica
2. elétrica
3. física
4. química

2.1. Erro Absoluto e Relativo

Erro absoluto

Erro absoluto é simplesmente o desvio da medição, tomado na mesma unidade de engenharia da medição. No exemplo de 9,0 ± 0,1 mm, o erro absoluto é de 0,1 mm. O erro absoluto não é uma característica conveniente da medição. Por exemplo, o erro absoluto de 1 mm pode ser muito pequeno ou muito grande, relação ao comprimento medido.

Por exemplo,

1 mm de erro em 100 mm vale 1%

1 mm de erro em 10 mm vale 10%

1 mm de erro em 1 mm vale 100%

Erro relativo

A qualidade de uma medição é melhor caracterizada pelo erro relativo, tomado como

$$e_r = \frac{e}{a} \times 100\%$$

onde

e_r é o erro relativo,

e é o erro absoluto

a é o valor da grandeza medida

O erro relativo é adimensional e geralmente expresso em percentagem.

A precisão entre ±1% e ±10% é geralmente suficiente para a maioria das aplicações residenciais e até industriais; em aplicações científicas tem-se ±0,01 a ±0,1%.

O erro absoluto pode assumir valores negativos e positivos, diferente do valor absoluto do erro, que assume apenas valores positivos.

2.2. Erro Dinâmico e Estático

Erro dinâmico

Erro dinâmico é aquele que depende do tempo. Quando uma medição altera seu valor significativamente durante a medição, ela pode ter erros dinâmicos.

O erro dinâmico mais comum é devido ao tempo de resposta ou tempo característico do instrumento, quando há atrasos na variável medida. O erro dinâmico pode desaparecer naturalmente com o transcorrer do tempo ou quando as condições de operação se igualarem às condições especificadas para uso.

Por exemplo, quando se faz a medição de temperatura sem esperar que o sensor atinja a temperatura medida, há erro dinâmico que desaparece quando a temperatura do sensor for igual a temperatura do processo que se quer medir. Se a temperatura leva 3 minutos para atingir o valor final medido, qualquer medição antes deste tempo apresentará erro dinâmico. Se a temperatura estiver subindo, todas as medições antes de 3 minutos serão menores que a temperatura medida.

Quando se faz a medição de um instrumento eletrônico, sem esperar que ele se aqueça e se estabilize, tem-se também um erro de medição que desaparecerá quando houver transcorrido o tempo de aquecimento (*warm up*) do instrumento.

O instrumento pode apresentar erro de calibração a longo prazo, devido ao envelhecimento dos componentes. Tais erros dinâmicos são chamados também de desvios (*drift*). Porem, neste caso, os tempos envolvidos são muito longos, como meses ou anos.

O erro dinâmico pode ser eliminado, conhecendo-se os tempos de resposta do instrumento, constante de tempo da variável medida e condições previstas para entrada em regime permanente do instrumento medidor. Esse tipo de erro, que pode ser grosseiro e facilmente evitável, pode ser considerado como um erro do operador.

Uma questão associada com o erro dinâmico é o atraso de bulbos e poços de temperatura e selos de pressão. Teoricamente, um bulbo e um poço de temperatura apenas introduzem atraso na medição da temperatura. Se a temperatura fosse constante, depois do tempo de atraso, a temperatura com o bulbo e o poço seria igual à temperatura sem bulbo e poço. Como há uma variabilidade natural da temperatura constante, na prática a colocação de bulbo e poço introduzem erro de medição. A questão é análoga com a medição de pressão e o selo. Na prática, o selo de pressão introduz um erro de medição. Como regra geral, tudo que é colocado na malha de medição introduz uma parcela do erro final.

Erro Estático

Erro estático é aquele que independe do tempo. Quando uma medição não altera seu valor substancialmente durante a medição, ela está sujeita apenas aos erros estáticos.

Os erros estáticos são de três tipos diferentes:

1. erros grosseiros
2. erros sistemáticos
3. erros aleatórios

2.3. Erro Grosseiro

O erro grosseiro é também chamado de acidental, espúrio, do operador, de confusão, de lapso, *freak* ou *outlier*. A medição com um erro grosseiro é aquela que difere muito de todas as outras do conjunto de medições.

Muitas medições requerem julgamentos pessoais. Exemplos incluem a estimativa da posição do ponteiro entre duas divisões da escala, a cor de uma solução no final de uma analise química ou o nível de um liquido em uma coluna liquida. Julgamentos deste tipo estão sujeitos a erros uni direcionais e sistemáticos. Por exemplo, um operador pode ler o ponteiro consistentemente alto; outro pode ser lento em acionar um cronômetro e um terceiro pode ser menos sensível às mudanças de cores. Defeitos físicos são geralmente fontes de erros pessoais determinados.

Uma fonte universal de erro pessoal é o preconceito. A maioria das pessoas, independente de sua honestidade e competência, tem uma tendência natural de estimar as leituras da escala na direção que aumenta a precisão em um conjunto de resultados. Quando se tem uma noção preconcebida do valor verdadeiro da medição, subconsciente mente o operador faz os resultado cair próximo deste valor.

A polarização é outra fonte de erro pessoal que varia consideravelmente de pessoa para pessoa. A polarização mais comum encontrada na estimativa da posição de um ponteiro em uma escala envolve uma preferência para os dígitos 0 e 5. Também prevalente é o preconceito de favorecer pequenos dígitos sobre grandes e números pares sobre os ímpares.

A vantagem dos instrumentos digitais sobre os analógicos é que sua leitura independe de julgamentos, eliminando-se a polarização. Porém, todo indicador digital apresenta erro de quantizacao, devido à sua natureza discreta.

A maioria dos erros pessoais pode ser minimizada pelo cuidado e auto-disciplina. É um bom hábito verificar sistematicamente as leituras do instrumento, os fatores e os cálculos.

A maioria dos erros grosseiros é pessoal e é causada pela falta de atenção, preguiça ou incompetência. Os erros grosseiros podem ser aleatórios mas ocorrem raramente e por isso eles não são considerados como erros indeterminados. Fontes de erros grosseiros incluem: erros aritméticos, transposição de números em dados de registro, leitura de uma escala ao contrário, troca de sinal e uso de uma escala errada. A maioria dos erros grosseiros afeta apenas uma medição. Outros, como o uso de uma escala errada, afetam todo o conjunto das medições replicadas.

Erros grosseiros podem também ser provocados pela interrupção momentânea da alimentação dos instrumentos.

O erro grosseiro causado pelo operador é devido a enganos humanos, tais como

1. leitura sem cuidado,
1. anotação equivocada,
3. aplicação errada de fator de correção,
4. engano de fator de escala e de multiplicação,
5. extrapolação ou interpolação injustificada,

6. arredondamento mal feito e
7. erros de computação.

Alguns erros de operador podem ser sistemáticos e previsíveis, quando provocados por vicio ou procedimento errado do mesmo operador. Maus hábitos podem provocar erros sistemáticos. A solução é colocar mais de uma pessoa para fazer as medições. Por exemplo, o erro de *paralaxe* da leitura é devido à postura errada do observador frente a escala do instrumento.

É um erro grosseiro confundir números e errar a posição do marcador decimal. É catastrófico ler, por exemplo, 270 graus em vez de 27,0 graus no mapa de vôo de um avião (já houve um acidente de aviação, no norte do Brasil, onde, segundo o laudo da companhia aérea, o comandante cometeu esse erro grosseiro).

Alguns técnicos acham que fazer 10 medições da mesma grandeza, nas mesmas condições, com o mesmo instrumento e lidas pela mesma pessoa é inútil, pois todos os valores vão ser iguais. Elas desconhecem a variabilidade da constante. Ou seja, na natureza até as constantes variam levemente em torno do valor constante. Em tabelas de calibração, é freqüente encontrar números inventados e repetidos, sem que o instrumentista tenha feito realmente as medições. A rotina pode levar o operador a não fazer efetivamente as leituras e a inventá-las, pois o processo está normal e os valores esperados já são conhecidos.

Os erros grosseiros normalmente se referem a uma única medição, que deve ser desprezada, quando identificada. Ele é imprevisível e não adianta ser tratado estatisticamente.

O erro grosseiro ou de operação pode ser evitado através de

1. treinamento,
2. maior atenção,
3. menor cansaço,
4. maior motivação e
5. melhoria nos procedimentos.

2.4. Erro Sistemático

Erro sistemático é também chamado de consistente, fixo, determinável, previsível, avaliável e de polarização (*bias*). As características do erro sistemático são as seguintes:

1. se mantém constante, em valor absoluto e sinal quando se fazem várias medições do mesmo valor de uma da variável, sob as mesmas condições,
2. varia de acordo com uma lei definida quando as condições variam,
3. é devido aos efeitos quantificáveis que afetam a todas as medições
4. é devido a uma causa constante,
5. é mensurável
6. pode ser eliminado pela calibração.

Os erros sistemáticos podem ser constantes ou dependentes do valor da variável medida. O erro determinado constante independe do valor da quantidade medida. Os erros constantes se tornam mais sérios quando o valor da quantidade medida diminui, pois o erro relativo fica maior. O erro proporcional aumenta ou diminui na proporção do valor da quantidade medida. Uma causa comum de erros proporcionais é a presença de contaminantes na amostra.

Os erros sistemáticos causam a média de um conjunto de medições se afastar do valor verdadeiro aceitável. O erros sistemáticos afetam a exatidão dos resultados. Os erros sistemáticos podem ser devidos

1. aos instrumentos,
2. às condições de modificação e
3. às condições de interferência do ambiente.

Sob o ponto de vista estatístico, a distribuição dos erros aleatórios é retangular, onde o erro é constante em toda a faixa de medição.

Erro Inerente ao Instrumento

Os erros sistemáticos inerentes ao instrumento podem ser determinados ou indeterminados. Os erros sistemáticos do instrumento determinados são devidos principalmente à calibração. Como estão relacionados à calibração, eles podem se referir aos pontos de zero, largura de faixa e não-linearidades provocadas pela angularidade dos mecanismos.

Os erros do instrumento indeterminados são inerentes aos mecanismos de medição, por causa de sua estrutura mecânica, tais como os atritos dos mancais e rolamentos dos eixos móveis, a tensão irregular de molas, a redução ou aumento da tensão devido ao manuseio incorreto ou da aplicação de pressão excessiva, desgaste pelo uso, resistência de contato, atritos e folgas.

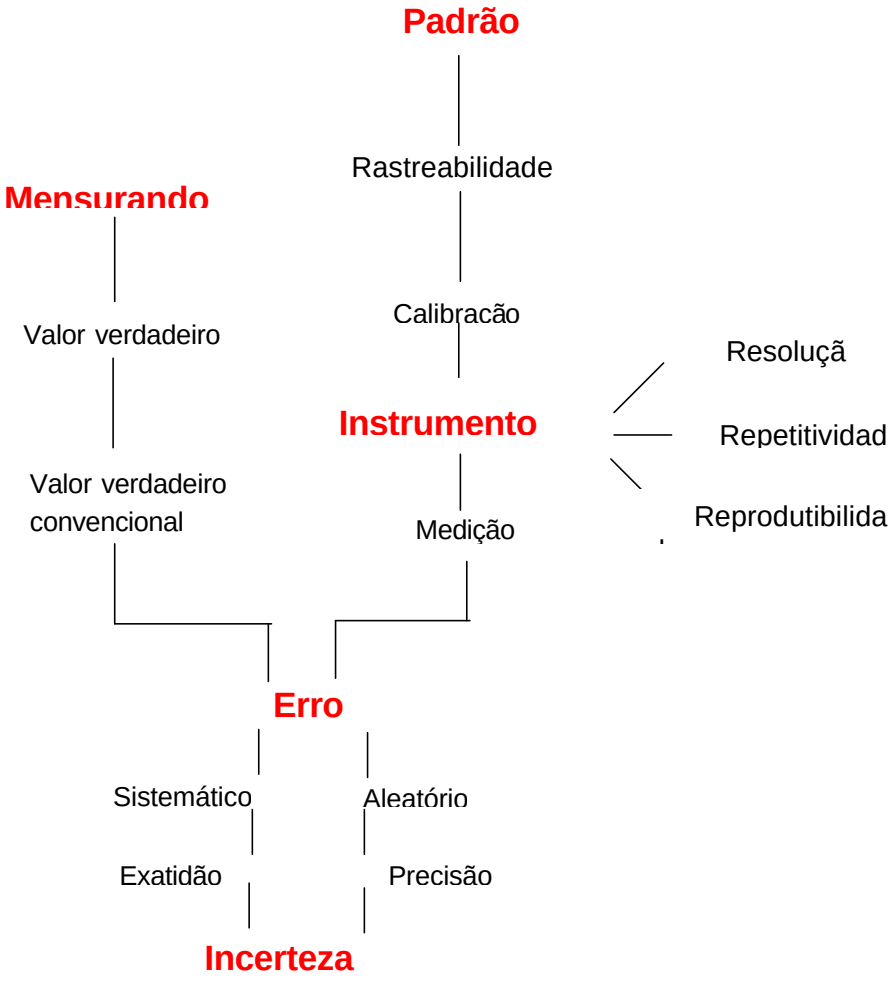


Fig. 7.2. Terminologia da medição

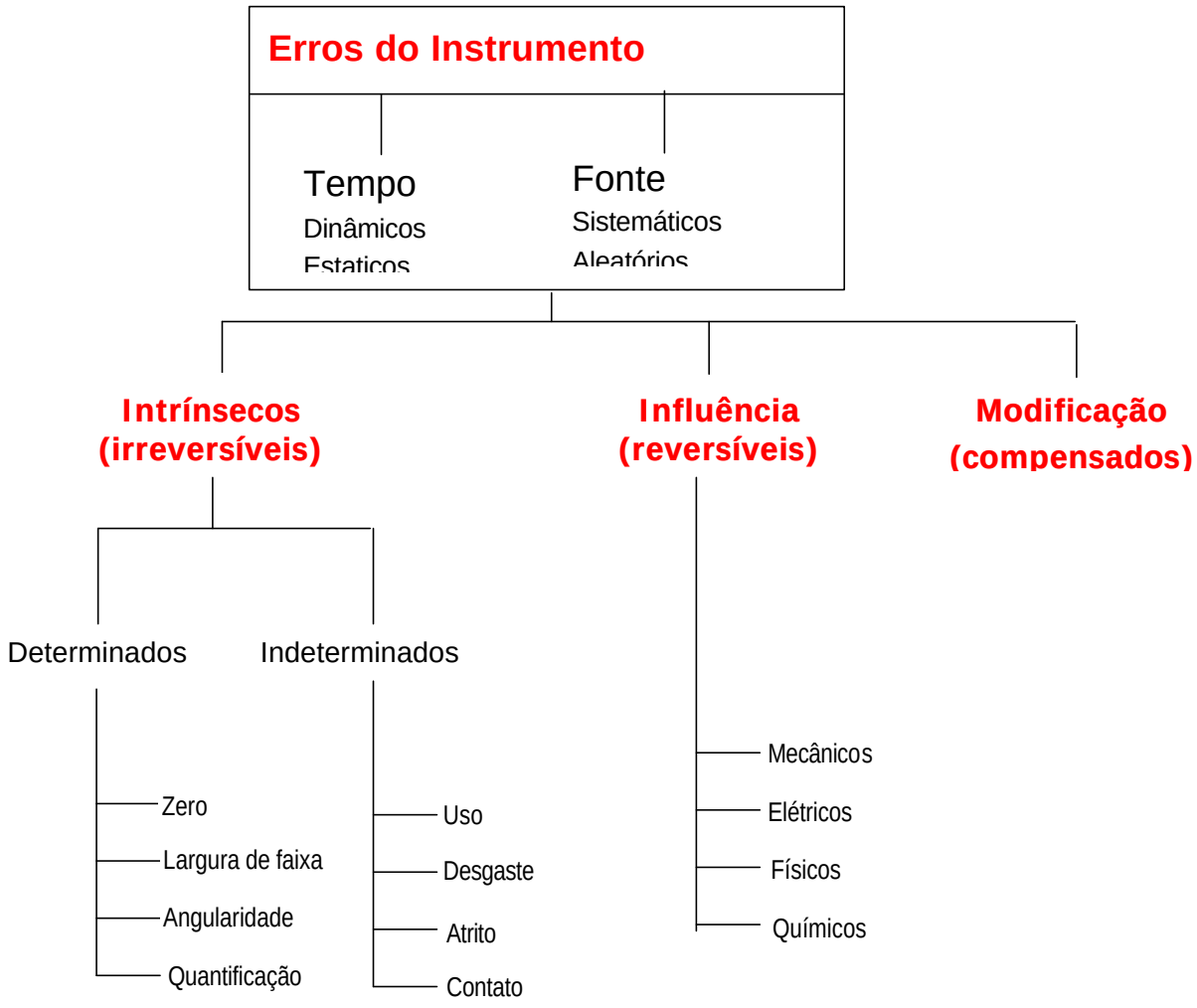


Fig. 7.3. Classificação dos erros do instrumento

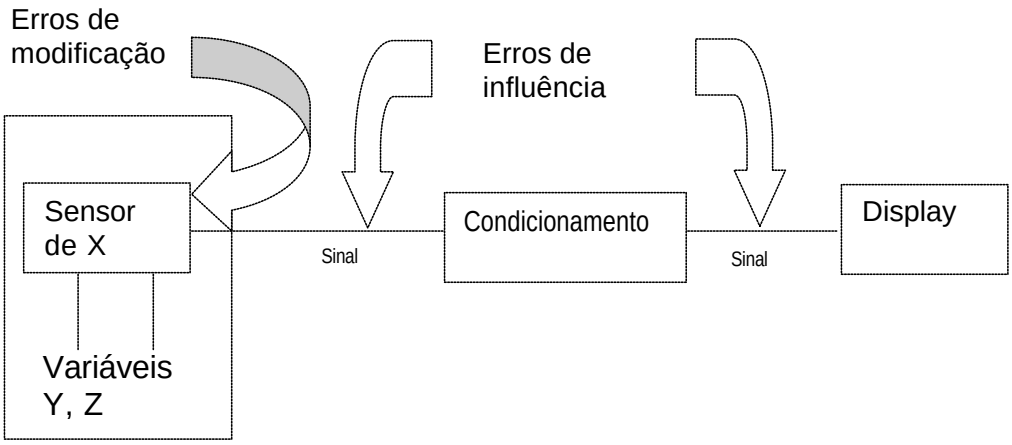


Fig. 7.4.. Erros de modificação e de influência

Os erros sistemáticos do instrumento determinados e devidos à calibração podem se referir a erro de

1. determinação,
2. hipótese
3. histórico
4. zero
5. largura de faixa
6. angularidade
7. quantização.

O erro de determinação resulta da calibração incorreta do instrumento ou do cálculo inadequado com os dados obtidos.

O erro de hipótese aparece quando se espera que a medição siga uma determinada relação característica diferente da real.

O erro histórico são resultantes do uso, do desgaste, do envelhecimento dos materiais, de estragos, de má operação, de atritos, de folgas nos mecanismos e nas peças constituintes do instrumento.

Erro de largura de faixa (span)

O erro de largura de faixa (span) ou de sensitividade do instrumento ocorre quando a curva de resposta tem inclinação diferente da ideal. Em outras palavras, o instrumento está com erro associado ao seu ganho ou sensitividade. O erro de largura de faixa é eliminado através do ajuste correspondente.

Instrumento que possui paenas erro de largura de faixa possui precisão expressa em percentagem do valor medido.

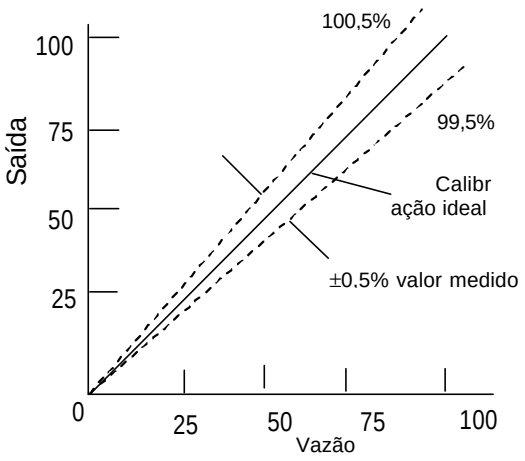


Fig. 7.5 - Erro de largura de faixa (span)

Erro de zero

O erro de zero ocorre quando a curva de calibração não passa pela origem (0, 0). O erro ou desvio de zero pode eliminado ou reduzido pelo ajuste correspondente no potenciômetro ou parafuso de zero. Há instrumentos, como o ohmímetro, que possui ajuste de zero para ser atuado antes de cada medição. Outros instrumentos possuem erro de zero gerado pela variação da temperatura ambiente, como instrumento digital eletrônico.

Instrumento que possui erro de zero possui precisão expressa em percentagem do fundo de escala.

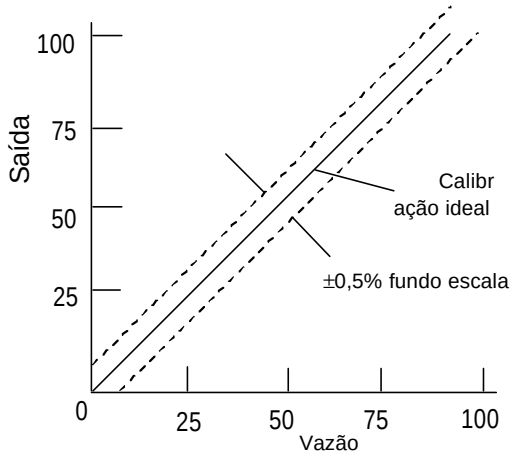


Fig. 7.6 - Erro de zero do instrumento

Erro de linearidade

Muitos instrumentos são projetados para fornecer uma relação linear entre uma entrada estática aplicada e valores indicados da saída. A curva de calibração estática tem a forma geral:

$$y_L = a_0 + a_1 x$$

onde a curva $y_L(x)$ fornece um valor de saída previsível baseado na relação linear entre x e y. Porém, na vida real, o comportamento linear verdadeiro só é conseguido aproximadamente. Como resultado, as especificações do instrumento de medição usualmente fornecem uma expressão para a linearidade esperada da curva de calibração estática para o instrumento. A relação entre $y_L(x)$ e o valor medido y(x) é uma medida do comportamento não linear do sistema:

$$e_L(x) = y(x) - y_L(x)$$

onde eL(x) é o erro de linearidade que aparece por causa do comportamento real e não linear do sistema. Para um sistema que é teoricamente linear, a expressão de uma possível não linearidade é especificada em termos do erro máximo esperado de linearidade:

$$\%(e_L)_{max} = \frac{[e_L(x)]_{max}}{r_o} \times 100$$

A não linearidade é o desvio da resposta real de uma reta ideal. Linearidade só existe uma, mas há várias não-linearidades. Em instrumentos mecânicos a balanço de movimentos, tem-se o erro de angularidade, que é um afastamento da linearidade devido aos ângulos retos não estarem retos.

Erro de quantização

O erro de quantização se refere a leitura digital e resulta do fato de tornar discreto o valor de saída da medida. O melhor modo de entender o erro de quantização, inerente a todo instrumento digital que sempre possui uma incerteza de ±n dígitos em sua leitura é o erro da idade de uma pessoa. Assim que uma criança nasce, sua idade é expressa em dias. A idade expressa em dias tem erro em horas. No primeiro ano, a idade passa a ser expressa em meses. A idade expressa em meses em erro de quantização de semanas ou dias. Depois de uns 4 ou 5 anos, a idade da criança passa a ser expressa em anos e o erro de quantização passa a ser de meses. No dia do seu aniversário, a pessoa tem idade exata em anos, meses e dias. Logo depois do aniversário, por exemplo de 40 anos, a pessoa tem 40 anos. Um mês depois do aniversário, a idade continua de 40 anos, mas o erro de quantização é de um mês. Um mês antes de fazer 41 anos, a pessoa ainda tem 40 anos, mas o erro da idade já é de 11 meses. Então, a idade da pessoa sempre tem um erro, pois sua expressão é discreta; aumentando de 1 em 1 ano, passando de 40 para 41 anos.

Os erros sistemáticos intrínsecos do instrumento podem ser eliminados ou diminuídos principalmente através da

1. calibração
2. seleção criteriosa do instrumento
3. aplicação de fatores de correção.

Erro de Influência

Os erros sistemáticos de influência ou interferência são causados pelos efeitos externos ao instrumento, tais como as variações ambientais de temperatura, pressão barométrica e umidade. Os erros de influência são reversíveis e podem ser de natureza mecânica, elétrica, física e química.

Os erros mecânicos são devidos à posição, inclinação, vibração, choque e ação da gravidade.

Os erros elétricos são devidos às variações da voltagem e freqüência da alimentação. As medições elétricas sofrem influência dos ruídos e do acoplamento eletromagnético de campos.

Também o instrumento pneumático pode apresentar erros quando a pressão do ar de alimentação fica fora dos limites especificados. Sujeiras, umidade e óleo no ar de alimentação também podem provocar erros nos instrumentos pneumáticos.

Os efeitos físicos são notados pela dilatação térmica e da alteração das propriedades do material.

Os efeitos químicos influem na alteração da composição química, potencial eletroquímico, no pH.

O sistema de medição também pode introduzir erro na medição, por causa do modelo, da configuração e da absorção da potência. Por exemplo, na medição da temperatura de um gás de exaustão de uma máquina,

1. a temperatura do gás pode ser não uniforme, produzindo erro por causa da posição do sensor,
2. a introdução do sensor, mesmo pequeno, pode alterar o perfil da velocidade da vazão,
3. o sensor pode absorver (RTD) ou emitir (termopar) potência, alterando a temperatura do gás.

Os efeitos da influência podem ser de curta duração, observáveis durante uma medição ou são demorados, sendo observados durante todo o conjunto das medições.

Os erros de influência podem ser eliminados ou diminuídos pela colocação de ar condicionado no ambiente, pela selagem de componentes críticos, pelo uso de reguladores de alimentação, pelo uso de blindagens elétricas e aterramento dos circuitos.

Erro de Modificação

A diferença conceitual entre o erro de interferência e o de modificação, é que a interferência ocorre no instrumento de medição e o de modificação ocorre na variável sendo medida.

O erro sistemático de modificação é devido à influência de parâmetros externos que estão

associados a variável sob medição. Por exemplo, a pressão exercida por uma coluna de liquido em um tanque depende da altura, da densidade do liquido e da aceleração da gravidade. Quando se mede o nível do liquido no tanque através da medição da pressão diferencial, o erro devido a variação da densidade do liquido é um erro de modificação. Outro exemplo, é na medição de temperatura através de termopar. A milivoltagem gerada pelo termopar depende da *diferença* de temperatura da medição e da junta de referência. As variações na temperatura da junta de referência provocam erros na medição. Finalmente, a medição da vazão volumétrica de gases é modificada pela pressão estática e temperatura.

O modo de eliminar os erros de modificação é fazer a compensação da medição. Compensar uma medição é medir continuamente a variável que provoca modificação na variável medida e eliminar seu efeito, através de computação matemática. No exemplo da medição de nível com pressão diferencial, mede-se também a densidade variável do liquido e divide-se este sinal pelo sinal correspondente ao da pressão diferencial. Na medição de temperatura por termopar, a temperatura da junta de referência é continuamente medida e o sinal correspondente é somado ao sinal da junta de medição. Na medição de vazão compensada de gases, medem-se os sinais proporcionais à vazão, pressão e temperatura. Os sinais são computados de modo que as modificações da vazão volumétrica provocadas pela pressão e temperatura são canceladas.

Erro Causado Pelo Sensor

O elemento sensor do instrumento pode também causar erros na medição. Por exemplo, a introdução do poço termal causa turbulência na vazão, a colocação de um bulbo de temperatura absorve energia do processo, a colocação da placa de orifício produz uma perda de carga na linha, a colocação de um amperímetro introduz uma resistência parasita no circuito elétrico.

Erro Causado Pelo Instrumento

O próprio instrumento de medição pode introduzir erro na medição. Por exemplo, o amperímetro que é inserido no circuito elétrico para medir a corrente que circula pode modificar a corrente medida. Ou seja, a corrente que circula no circuito sem o amperímetro é diferente da corrente do circuito com o amperímetro. A resistência interna no amperímetro modificou a corrente do circuito. Esse erro é devido ao casamento das impedâncias do circuito e do amperímetro. O amperímetro deve ter uma impedância igual a zero. Amperímetro com resistência interna zero não modifica a corrente medida. Analogamente, a impedância do voltímetro pode alterar a voltagem a ser medida. A impedância ideal do voltímetro é infinita. Voltímetro com impedância infinita não introduz erro na medição da voltagem. Nestas aplicações, diz-se que o instrumento de medição *carregou* o circuito; o instrumento de medição é uma carga adicional ao circuito.

2.5. Erro Aleatório

Os erros aleatórios são devidos à probabilidade e chance. Eles são imprevisíveis e aparecem por causas irregulares e probabilísticas. Eles são diferentes em medições repetidas do mesmo valor de uma quantidade medida, sob as mesmas condições.

Os erros aleatórios fazem as medições se espalharem mais ou menos e simetricamente em torno do valor médio. Os erros aleatórios afetam a precisão das medições.

Há muitas fontes deste tipo de erro, mas nenhuma delas pode ser positivamente identificada ou medida, porque muitas delas são pequenas e não podem ser detectadas individualmente. O efeito acumulado dos erros indeterminados individuais, porém, faz os dados de um conjunto de medições replicadas flutuarem aleatoriamente em torno da média do conjunto. As causas dos erros aleatórios são devidas a

1. variabilidade natural da constante,
2. erros intrínsecos ao instrumento dependentes da qualidade dos circuitos e mecanismos.
3. erros irregulares devidos à histerese, banda morta, atrito, *backlash*
4. Os erros intrínsecos indeterminados relacionados com o desgaste, o uso, o atrito e a resistência de contato.
5. erros de influência que aparecem de uma variação rápida de uma variável de influência.

Repetitividade do instrumentoo

A habilidade de um sistema de medição indicar o mesmo valor sob aplicação repetida e independente da mesma entrada é chamada de repetitividade do instrumento. As expressões da repetitividade são baseadas em testes múltiplos de calibração (replicação) feitos dentro de um dado laboratório em uma unidade particular. A repetitividade se baseia em uma medida estatística chamada de desvio padrão, s_x, que é a variação da saída para uma dada entrada fixa.

$$\%(e_R)_{max} = \frac{2s_x}{r_o} \times 100$$

A repetitividade do instrumento reflete somente o erro encontrado sob condições controladas de calibração. Ela não inclui os erros adicionais incluídos durante a medição devidos a variação na variável medida ou devidos ao procedimento.

Reprodutibilidade

A reprodutibilidade, quando reportada na especificação de um instrumento, se refere aos resultados de testes de repetitividade separados. A reprodutibilidade se baseia em múltiplos testes de repetitividade (replicação) feitos em diferentes laboratórios em um único instrumento. A repetitividade se refere a um único ponto; a reprodutibilidade é a repetitividade em todos os pontos da faixa de calibração.

Erro de histerese

O erro de histerese se refere à diferença entre uma medição seqüencial crescente e uma decrescente. O erro de histerese é dado por

$$e_h = y_{crescente} - y_{decrescente}$$

A histerese é especificada usualmente para um sistema de medição em termos do erro máximo de histerese como uma percentagem do fundo de escala da saída:

$$\%(e_h)_{max} = \frac{[e_h(x)]_{max}}{r_o} \times 100$$

A histerese ocorre quando a saída de um sistema de medição depende do valor prévio indicado pelo sistema. Tal dependência pode ser provocada por alguma limitação realística do sistema, como atrito e amortecimento viscoso em partes móveis ou carga residual em componentes elétricos. Alguma histerese é normal em algum sistema e afeta a precisão do sistema.

Banda morta

O erro de banda morta é aquele provocado quando se altera a variável medida e a indicação do instrumento se mantém constante. Banda morta é a faixa de variação da entrada que não produz nenhum efeito observável na saída do instrumento. A banda morta é produzida por atrito, *backlash* ou histerese.

Backlash é máxima distância ou ângulo que qualquer peça de um sistema mecânico pode ser movida em uma direção sem aplicação de força ou movimento apreciável para uma próxima peça em uma seqüência mecânica.

Toda medição possui um erro. Quando são tomados todos os cuidados para eliminar os erros de operação e de calibração, restam os erros aleatórios. Os erros aleatórios não podem ser eliminados, mas estatisticamente conhecidos. O seu tratamento é feito por métodos estatísticos, fazendo-se muitas medições, verificando a distribuição e a freqüência da ocorrência.

Sob o ponto de vista estatístico, a distribuição dos erros aleatórios é normal ou gaussiana, onde a maioria dos erros é de erros pequenos e a minoria de erros é de erros grandes.

Se o objetivo do sistema é ter medições repetitivas e não necessariamente exatas, é importante apenas reduzir o erro aleatório; não se importando muito com o erro de sistemático. Ou seja, há sistemas onde o que importa é a repetitividade e a precisão, sendo suficiente a medição inexata.

Inversamente, se o interesse do sistema é ter o valor exato da medição, pois se quer os valores absolutos, como na compra e venda de produtos, além da repetitividade se requer a exatidão.

2.6. Erro Resultante Final

O erro na medição não está somente no instrumento de indicação (display) mas em todos os componentes da malha de medição, como sensor, elemento condicionador de sinal, linearizador e filtro. Uma questão importante levantada é: qual o erro total do sistema ou da malha?

A precisão da medição pode assim ser definida como a soma dos erros sistemáticos e aleatórios de cada componente do sistema ou da malha. Isto é uma hipótese pessimista, onde se admite que todos os erros são na mesma direção e se acumulam.

Alguém mais otimista poderia estabelecer a precisão final do sistema como igual à pior precisão entre os componentes. Ou seja, considera-se somente a precisão do pior instrumento e desprezam-se as outras precisões melhores. Pode-se ainda determinar a precisão final como a média ponderada das precisões individuais.

Pode-se obter vários resultados válidos da soma de duas incertezas iguais a ± 1 e ± 1.

1. O pessimista pode obter a incerteza final de +2 ou -2, assumindo que as incertezas se somam no mesmo sentido.
2. O otimista pode achar que as incertezas se anulam e a resultalnte mais provável é igual a 0.
3. O realista intermediário faz a soma conservativa:

$$\sqrt{1^2 + 1^2} = \pm 1{,}4$$

que é um valor intermediário entre 0 e ±2.

Embora os três resultados sejam muito diferentes, pode-se explicar e justificar qualquer um deles. Não há uma regra única ou recomendação de como proceder. É uma questão de bom senso. Quando realmente se quer saber a precisão real do sistema, deve-se usar um padrão que dê diretamente o valor verdadeiro e comparar com a leitura final obtida. Mede-se a incerteza total em vez de calculá-la, seguindo a máxima de metrologia: *não imagine quando puder calcular e não calcule quando puder medir*.

Para se ter uma idéia qualitativa de como pequenos erros produzem uma incerteza total, imagine uma situação em que quatro erros pequenos se combinam para dar um erro total. Seja cada erro com uma igual probabilidade de ocorrer e que cada um pode fazer o resultado final ser maior ou menor por um valor ±U.

A tabela mostra todas os modos possíveis dos quatro erros serem combinados para dar o desvio indicado da média. Somente uma combinação de erros dá o desvio de +4U, quatro combinação dão um desvio de +2U e seis combinações dão um desvio de 0U. Os erros negativos tem a mesma combinação. Esta relação de 1:4:6:4:1 é uma medida da probabilidade de um desvio de cada valor. Quando se aumenta o número de medições, pode-se esperar uma distribuição de freqüência como a mostrada na figura. A ordenada no gráfico é a freqüência relativa de ocorrência de cinco combinações possíveis.

A tabela mostra a distribuição teórica para dez incertezas de igual probabilidade. Novamente se verifica que a ocorrência mais freqüente é a de desvio zero da média. A ocorrência menos freqüente, de máximo desvio 10U ocorre somente em uma vez em 500 medições.

Cada componente de um sistema ou passo de um procedimento de contribui com algum erro na medição. Visto como um sistema dinâmico, uma medição não pode ser mais confiável que o componente ou passo menos confiável. Um sistema de medição não pode ser mais preciso que o componente menos preciso. O conhecimento das fontes de erros dominantes e desprezíveis de um sistema é muito importante e o conhecimento de sua fonte, aleatória ou sistemática, é que define o tratamento a ser dados às medições. O conhecimento do modo que os erros se propagam são importantes no uso e projeto de instrumentos e procedimentos.

Tab. 1. Combinações Possíveis de 4 Incertezas Iguais

Combinações das incertezas	Tamanho Erros	Número combinações	Freqüência Relativa
+U1+U2+U3+U4	4U	1	1/16=0,0625
-U1+U2+U3+U4			
+U1-U2+U3+U4			
+U1+U2-U3+U4	+2U	4	4/16=0,250
+U1+U2+U3-U4			
-U1-U2+U3+U4			
+U1+U2-U3-U4			
+U1-U2+U3-U4			
-U1+U2-U3+U4	0	6	6/16=0,375
-U1+U2+U3-U4			
+U1-U2-U3+U4			
+U1-U2-U3-U4			
-U1+U2-U3-U4			
-U1-U2+U3-U4	-2U	4	4/16=0,250
-U1-U2-U3+U4			
-U1-U2-U3-U4	-4U	1	1/46=0,0625

A propagação do erro aleatório pode ser rastreada matematicamente usando-se uma medida da precisão, como o desvio padrão e desenvolvendo as equações que descrevem a dinâmica do sistema. O erro sistemático pode também ser rastreado através dos dados das calibrações anteriores e dados do catálogo do instrumento.

3. Incerteza na Medição

3.1. Conceito

Todas as medições são contaminadas por erros imperfeitamente conhecidos, de modo que a significância associada com o resultado de uma medição deve considerar esta incerteza

Incerteza é um parâmetro, associado com o resultado de uma medição, que caracteriza a dispersão dos valores que podem razoavelmente ser atribuídos à quantidade medida.

Há problemas associados com esta definição de *incerteza de medição*, que é tomada do Vocabulário de Metrologia da ISO. O que é a *dispersão* de se o valor verdadeiro não pode ser conhecido? Ela também implica que *incerteza* é somente relevante se várias medições são feitas e ela falha - por não mencionar valor verdadeiro para invocar o conceito de rastreabilidade. Uma definição mais prática, mais usada porque ela mais exatamente satisfaz as necessidades da metrologia industrial e não é consistente com a anterior, é a seguinte:

Incerteza é o resultado da avaliação pretendida em caracterizando a faixa dentro da qual o valor verdadeiro de uma quantidade medida é estimado cair, geralmente com uma dada confiança.

Incerteza padrão é o desvio padrão estimado

Incerteza padrão combinada é o resultado da combinação dos componentes da incerteza padrão.

Incerteza estendida é Obtida pela multiplicação da incerteza padrão combinada por um fator de cobertura.

É uma exigência para todos os laboratórios credenciados de calibração que os resultados reportados em um certificado sejam acompanhados de uma declaração descrevendo a incerteza associada com estes resultados. É também exigência para os laboratórios de testes, sob as seguintes circunstâncias:

1. onde isto é requerido pelo cliente
2. onde isto é requerido pela especificação do teste
3. onde a incerteza é relevante para validar ou aplicar o resultado, e.g., onde a incerteza afeta a conformidade a uma especificação ou limite.

Os laboratórios credenciados devem ter uma política definida cobrindo a provisão de estimativas das incertezas das calibrações ou testes feitos. O laboratório deve usar procedimentos documentados para a estimativa, tratamento e relatório da incerteza.

Os laboratórios devem consultar seu corpo de credenciamento para qualquer orientação específica que possa estar disponível para a calibração ou teste.

Os meios pelos quais os laboratórios credenciados devem tratar as incertezas da medições são definidos em detalhe na ISO Guide: *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement.* A terminologia usada aqui é consistente com a do Guide.

3.2. Princípios Gerais

O objetivo de uma medição é determinar o valor de uma quantidade específica sujeita à medida (mesurando). Para laboratórios de calibração, isto pode ser qualquer parâmetro da medição dentro de campos reconhecidos da medição - comprimento, massa, tempo, pressão, corrente elétrica. Quando aplicado a teste, o termo genérico mesurando pode cobrir muitas quantidades diferentes, eg, a resistência de um material, a concentração de uma solução, o nível de emissão de ruído ou radiação eletromagnética, a quantidade de microorganismos. Uma medição começa com uma especificação apropriada da quantidade medida, o método genérico de medição e o procedimento específico detalhado da medição.

Nenhuma medição ou teste é perfeito e as imperfeições fazem aparecer erro de medição no resultado. Como conseqüência, o resultado de uma medição é somente uma aproximação do valor da quantidade medida e é somente completa quando acompanhado por uma expressão da incerteza desta aproximação. Realmente, por causa da incerteza da medição, o valor verdadeiro nunca pode ser conhecido. No limite, por causa de alguns efeitos, ele pode mesmo não existir.

Também deve ser notado que o artigo indefinido **um**, em vez do artigo definido **o**, deve ser usado em conjunto com **valor verdadeiro** por que pode haver mais de um valor consistente com a definição de uma quantidade particular.

A incerteza da medição compreende, em geral, muitos componentes. Alguns podem ser calculados da distribuição estatística dos resultados de uma série de medições e pode ser caracterizados por desvios padrão experimentais. Os outros componentes, que podem também ser caracterizados por desvios padrão, são calculados das distribuições de

probabilidade assumidas baseadas na experiência ou em outra informação.

Erros aleatórios aparecem das variações aleatórias das observações. A cada momento que a medição é tomada sob as mesmas condições, efeitos aleatórios de várias fontes afetam o valor medido. Uma série de medições produz um espalhamento em torno de um valor médio. Um número de fontes pode contribuir para a variabilidade cada vez que uma medição é tomada e sua influência pode estar continuamente mudando. Elas não podem ser eliminadas mas a incerteza devido a seus efeitos pode ser reduzida, aumentando o número de observações e aplicando análise estatística.

Erros sistemáticos aparecem de efeitos sistemáticos, ie um efeito no resultado de uma quantiade que não está incluído na especificação da quantiade medida mas que influencia no resultado. Estes erros peramecem constantes quando uma medição é repetida sob as mesmas condições por isso eles não revelados pelas medições repetidas. Seu efeito é introduzir um deslocamento entre o valor da medição e o valor médio determinado experimentalmente. Eles não podem ser eliminados mas podem ser reduzidos, por exemplo, fazendo correções para o tamanho conhecido de um erro devido a um efeito sistematico reconhecido.

O Guide adotou o enfoque de agrupar os componentes da incerteza em duas categorias baseadas em seus métodos de avaliação, Tipo A e Tipo B. Esta classificação de métodos de avaliação, em vez dos componentes em si, evita certas ambiguidades. Por exemplo, um componente aleatório de incerteza em uma medição pode se tornar um componente sistemático em outra medição que tem como sua entrada o resultado da primeira medição. Assim, a incerteza total cotada em um certificado de calibração de um instrumento incluirá o componente devido aos efeitos aleatórios, mas quando este valor total é subsequentemente usado como a contribuição na avaliação da incerteza em um teste usando este instrumento, a contribuição deve ser tomada como sistemática.

Avaliação do Tipo A é feita pelo cálculo de uma série de leituras repetidas, usando métodos estatísticos.

Avaliação do Tipo B é feita por meios diferentes dos usados no método B. Por exemplo, por julgamento baseado em:

1. Dados de certificados de calibração, que possibilita correções a serem feitas e incertezas do Tipo B a serem atribuídas.
2. Dados de medições anteriores, por exemplo, gráficos históricos podem ser construídos e podem fornecer informação útil acerca das mudanças dinâmicas.
3. Experiência com ou o conhecimento geral do comportamento e propriedades de materiais e equipamentos iguais.
4. Valores aceitos de constantes associadas com materiais e quantidades.
5. Especificações dos fabricantes.
6. Todas as outras informações relevantes.

Incertezas individuais são avaliadas pelo método apropriado e cada uma é expressa como um desvio padrão e é referida a uma incerteza padrão.

As incertezas padrão individuais são combinadas para produzir um valor total de incerteza, conhecido como incerteza padrão combinada.

Uma incerteza expandida é usualmente requerida para satisfazer as necessidades da maioria das aplicações, especialmente onde se envolve segurança. É recomendado fornecer um intervalo maior acerca do resultado de uma medição quando a incerteza padrão com, consequentemente, uma maior probabilidade do que envolve o valor verdadeiro convencional da quantidade medida. Ela é obtida multiplicando-se a incerteza padrão combinada por um fator de cobertura, k. A escolha do fator é baseada no nível de confiança requerido.

3.3. Fontes de Incerteza

Há várias fontes possíveis de incerteza. Como elas dependem da disciplina técnica envolvida, não é possível dar recomendações detalhadas aqui. Porém, os seguintes pontos gerais se aplicam a muitas áreas de calibração e teste:

1. Definição incompleta do teste - a exigência pode não ser claramente descrita, eg, a temperatura de um teste pode ser dada como *temperatura ambiente*.
2. Realização imperfeita do procedimento de teste, mesmo quando as condições de teste estão claramente definidas pode não ser possível produzir as condições teóricas, na prática, devido as imperfeições inevitáveis nos materiais ou sistemas usados.
3. Amostragem - a amostra pode não ser totalmente representativa. Em algumas disciplinas, como teste microbiológico, pode ser muito difícil obter uma amostra representativa.

4. Conhecimento inadequado dos efeitos das condições ambientais no processo da medição ou medição imperfeita das condições ambientais.
5. Erro pessoal de polarização na leitura de instrumentos analógicos.
6. Resolução ou limite de discriminação do instrumento ou erros na graduação da escala.
7. Valores atribuídos aos padrões da medição (de trabalho e de referência) e materiais de referência certificada.
8. Alterações nas características ou desempenho de um instrumento de medição desde a sua última calibração.
9. Valores de constantes e outros parametros usadas na avaliação dos dados.
10. Aproximações e hipóteses incorporadas no método e procedimento da medição.
11. Variações nas leituras repetidas feitas sob condições parecidas mas não idênticas - tais como efeitos aleatórios podem ser causados, por exemplo, ruído elétrico em instrumentos de medição, flutuações rápidas no ambiente local, eg, temperatura, umidade e pressão do ar, variabilidade no desempenho do operador que faz o teste.

Estas fontes não são necessariamente independentes e, em adição, efeitos sistemáticos não reconhecidos podem existir que não podem ser levados em conta mas contribuem para o erro. É por esta razão que os laboratórios credenciados encorajam - e muitas vezes insistem em - participação em comparações interlaboratoriais, auditorias de medição e cross checking interno de resultados por diferentes meios.

3.4. Estimativa das Incertezas

A incerteza total de uma medição é uma combinação de um número de incertezas componentes. Mesmo uma única leitura do instrumento pode ser influenciada por vários fatores. A consideração cuidadosa de cada medição envolvida na calibração ou teste é necessária para identificar e listar todos os fatores que contribuem para a incerteza total. Este é um passo muito importante e requer um bom entendimento do equipamento de medição, os princípios e práticas da calibração ou teste e a influência do ambiente

O próximo passo é quantificar as incertezas componentes por meios apropriados. Uma quantificação aproximada inicial pode ser valiosa em possibilitar que alguns componentes sejam reconhecidos como desprezíveis e não necessitam de uma avaliação mais rigorosa. Em muitos casos, uma definição prática de desprezível pode ser um componente que não é maior do que um quinto do tamanho do maior componente. Alguns componentes podem ser quantificados pelo cálculo do desvio padrão de um conjunto de medições repetidas (Tipo A) como detalhado no Guide. A quantificação de outros componentes pode requerer o julgamento, usando toda informação relevante na variabilidade possível de cada fator (Tipo B). Para estimativas do Tipo B, o conjunto de informações pode incluir alguns ou todos os fatores listados no parágrafo 2.

Cálculos subsequentes se tornam mais simples se, quando possível, todos os componentes são expressos do mesmo modo, eg., como percentagem, ou ppm ou mesma unidade de engenharia usada para o resultado reportado.

3.5. Incerteza Padrão

A incerteza padrão é definida como um desvio padrão. O potencial para erros em um estágio posterior da avaliação pode ser minimizado expressando todas as incertezas componentes como um desvio padrão. Isto podoe requer ajuste de alguns valores da incerteza, de modo que os obtidos dos certificados de calibração e outras fontes, que muitas vezes tem sido expressos com um maior nível de confiança, envolvendo múltiplo do desvio padrão (2 ou 3).

3.6. Incerteza Padrão Combinada

As incertezas componentes devem ser combinadas para produzir uma incerteza total usando o procedimento estabelecido no Guide. Em muitos casos, isto reduz a tomar a raiz quadrada da soma dos quadrados das incertezas padrão componentes (método da raiz da soma dos quadrados). Porém, alguns componentes podem ser interdependentes e podem, por exemplo, se cancelarem entre si ou se reforçarem entre si. Em muitos casos, isto pode ser facilmente visto e os componentes interdependentes podem ser somados algebricamente para dar um valor final. Porém, em casos mais complexos, podem-se usar métodos matemáticos mais complexos para tias componentes correlatos, como derivadas parciais

3.7. Incerteza Expandida

Em muitos casos, é necessário cotar uma incerteza expandida e a incerteza padrão combinada portanto necessita ser multiplicada por um fator de cobertura apropriado. Isto deve refletir o nível de confiança requerido e, em termos estritos, será ditado pelos detalhes da distribuição de probabilidade caracterizado pelo resultado da medição e sua incerteza padrão combinada. Porém, as computações extensivas requerida para combinar as distribuições de probabilidade são raramente justificadas pelo tamanho e confiabilidade da informação disponível. Em muitos casos, uma aproximação é aceitável, ou seja, a distribuição da probabilidade pode ser assumida como normal e que um valor de 2 para o fator de cobertura define um intervalo tendo um nível de confiança de aproximadamente 95%, ou, para aplicações mais críticas, que um valor de 3 define um intervalo tendo um nível de confiança de aproximadamente 99%.

Exceções a estes casos precisam ser tratados em uma base individual e devem ser caracterizados por um ou ambos dos seguintes:

1. A ausência de um número significativo de incertezas componentes tendo distribuições de probabilidade bem comportadas, tais como, normal ou retangular.
2. Inclusão de uma incerteza componente dominante. Isto pode causar a incerteza expandida ser maior do se as contribuições individuais da incerteza fossem somadas aritmeticamente e é claramente uma situação pessimista.

Deve também ser notado que se erros de incertezas do Tipo A em um sistema de medição são comparáveis aos do Tipo B, a incerteza expandida pode ser uma subestimativa, a não ser que um grande número de leituras repetidas[26 MAI 97] tenha sido feito. Nestas circunstâncias, um fator de cobertura k_p deve ser obtido de uma distribuição t, baseada nos graus de liberdade efetivo, ν_{ef}, da incerteza padrão combinada.

8. Confirmação Metrológica

1. Confirmação Metrológica

1.1. Conceito

Comprovação ou confirmação metrológica é o conjunto de operações necessárias para assegurar que um dado instrumento de medição esteja em condições de conformidade com os requisitos para o uso pretendido (*ISO 10 012-1, 1993*). O termo confirmação metrológica é um termo criado recentemente e inclui, entre outras atividades,

Calibração

Ajuste

Manutenção

Lacração

Marcação com etiqueta.

Na prática, a maioria das pessoas ainda chama esta atividade de calibração-aferição, quando deveria chamar de calibração-ajuste.

1.2. Necessidade da confirmação

A exatidão de qualquer medição é uma comparação da conformidade desta medição com o padrão. A manutenção de padrões e a calibração de equipamentos de teste é um processo muito caro, mas o desempenho de todo os sistema depende diretamente da exatidão de cada componente do sistema. Embora o equipamento de medição muito exato seja caro, baratear este equipamento significa piorar o seu desempenho e diminuir sua precisão.

Os principais motivos para justificar a calibração de um instrumento são:

1. garantia de que a medição do instrumento é exata,
2. melhorar e manter a qualidade do sistema que depende da medição do instrumento,
3. atendimento de exigências legais ou de contratos comerciais, principalmente quando estão envolvidas a compra e venda de produtos através da medição.

1.3. Terminologia

Há algumas confusões clássicas de terminologia, como exatidão e precisão, calibração, aferição e ajuste. Embora já exista uma portaria do Inmetro, nº 29, de 10 MAR 95 (*Vocabulário Internacional de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia)*, ainda há resistência para se usar a terminologia recomendada.

Para alguns, calibrar e aferir possuem o mesmo significado para a operação de verificar um atributo de um sensor ou instrumento e ajustar é a operação que além disso, inclui a atuação no instrumento para adequá-lo a uma determinada condição. Para outros, aferir é a operação de verificar um atributo de um sensor ou instrumento e calibrar é a de fazer ajuste no instrumento. Há ainda quem não admite a aferição, mas apenas calibração para verificar atributo e ajuste para atuar no instrumento. A confusão é previsível, pois o primeiro passo da calibração de um instrumento é a sua aferição.

Para estar de conformidade com a portaria do Inmetro, para o autor e no presente trabalho, calibrar e aferir possuem o mesmo significado. Para o autor **calibrar é uma operação de verificação**. Durante a calibração, quando necessário, faz-se o ajuste, que é **uma atuação no instrumento para torná-lo exato**. O primeiro passo do ajuste, porém é a calibração, para verificar o status de chegada do instrumento. No presente trabalho se evitará usar o termo aferição, usando em seu lugar o termo

calibração. Também neste trabalho, calibrar pode incluir ou não a operação de ajuste.

Calibração e ajuste estão associadas com a função dos instrumentos ou dispositivos. Podem ser **ajustados** instrumentos que tenham pontos de atuação, como transmissor, indicador, registrador, totalizador, válvula de controle. Os ajustes são feitos em potenciômetros ou parafusos disponíveis nos instrumentos. Podem ser **calibrados** instrumentos e sensores que não possuem dispositivo de ajuste, mas que tem um atributo inerente à sua função. Podem ser calibrados elementos sensores e instrumentos medidores de vazão com fator K.

Para eliminar estas ambigüidades, cada usuário deve definir, por escrito, em seus procedimentos e comunicações os termos e seus significados e como estamos no Brasil, devemos seguir a portaria do Inmetro.

1.4. Calibração e Ajuste

Calibração

Calibração é a operação de verificar o valor de um atributo de um sensor ou de um instrumento. Não é disponível nenhum dispositivo de ajuste e por isso só há verificação.

Como no ajuste, na calibração há os seguintes passos:

1. Aplicação de sinal na entrada do dispositivo, com leitura deste sinal por um padrão rastreado.
2. Leitura do sinal de saída do dispositivo através de outro padrão rastreado.
3. Comparação do sinal lido com o valor teórico, dentro dos limites de incerteza consistentes.
4. Se os valores estiverem dentro dos limites estabelecidos, o dispositivo está adequado ao uso.
5. Se os valores estiverem fora dos limites, o dispositivo é descartado, degradado ou o seu atributo é modificado em todas suas aplicações.

Sensores, como termopar e resistência detectora de temperatura, são calibrados. *Calibrar* um termopar é verificar se a voltagem gerada por ele corresponde aos valores teóricos, dados por tabelas ou por curvas, quando se gera uma temperatura conhecida e medida por um termômetro padrão. Se os valores estiverem de conformidade com os teóricos, o termopar pode ser usado; se estiverem diferentes, o termopar deve ser jogado fora e substituído ou degradado de sua função, por exemplo, passando de termopar padrão para termopar de medição de processo..

Calibrar medidores de vazão que possuem o fator K, como a turbina e o medidor magnético, consiste na determinação deste fator K. As calibrações posteriores são necessárias para confirmar o valor deste fator K. Quando o valor se alterar, o novo fator K deve ser considerado na medição, alterando-se escalas ou usando-se fatores de correção.

Ajuste

Ajuste é a operação que tem como objetivo levar o instrumento de medição a uma condição de desempenho e ausência de erros sistemáticos adequada ao seu uso (ISO 10 012-1). De um modo mais específico para o instrumentista, antes do ajuste, faz-se a calibração, que é a comparação do instrumento de exatidão conhecida com outro padrão ou instrumento de ordem superior, para detectar, correlacionar, reportar ou eliminar por ajuste ou reparo, qualquer variação na exatidão do item sob calibração.

A calibração só é confiável e tem significado quando for feita:

1. baseando-se em medições replicadas e usando-se as medições como base de decisão,
2. conforme procedimentos claros e objetivos, escritos pelo executante,
3. em ambiente com temperatura, pressão e umidade conhecido e quando necessário, controlado
4. por pessoas especialistas com habilidade e experiência com o procedimento,
5. estabelecendo-se um período de validade, após o qual ela deve ser refeita.
6. documentando os registros.

Calibração pode também consistir na determinação da relação saída/entrada do sistema de medição. Esta relação pode ser, na prática, a determinação da escala de um indicador ou da saída de um transmissor. Se a resposta saída/entrada de um sistema é uma reta, a calibração de um único ponto é suficiente e portanto, apenas um ponto conhecido do padrão é empregado. Se a resposta do sistema é não-linear, deve ser empregado um conjunto de entradas conhecidas do padrão para a calibração das saídas correspondentes do sistema.

Uma curva de calibração forma a lógica pela qual uma saída indicada do sistema de medição pode ser interpretada durante uma medição real. Por exemplo, a curva de

calibração é a base para fixar a escala do display de saída em um sistema de medição. Além disso, uma curva de calibração pode ser usada como parte para desenvolver uma relação funcional, uma equação conhecida como uma correlação entre a entrada e saída. Uma correlação tem a forma y = f(x) e é determinada aplicando relação física e técnicas de adequação de curva para a curva de calibração. A correlação pode então ser usada em medições posteriores para determinar o valor de entrada desconhecido baseado no valor da saída, o valor indicado pelo sistema de medição.

Calibrar um transmissor eletrônico de pressão consiste em:

1. Aplicar uma pressão conhecida na sua entrada, indicada por um padrão de pressão rastreado.
2. Medir a saída de corrente, indicada por um amperímetro padrão rastreado.
3. Comparar os valores lidos com os estabelecidos pelo procedimento, conforme a imprecisão do instrumento.
4. Caso os valores estejam dentro dos limites estabelecidos, a calibração terminou (alguém diz que isto é uma aferição! Realmente é apenas uma verificação e não houve ajuste, mas para o autor, está se fazendo a calibração do transmissor).
5. Caso os valores estejam fora, ajustam-se os potenciômetros de zero e de span.
6. Paralelamente, faz-se um relatório de não conformidade, quando o transmissor pertencer ao sistema de qualidade.
7. Repetem-se os passos 1 e 2, acima.
8. Caso os valores estejam dentro, a calibração terminou.
9. Caso os valores estejam fora, o instrumento está com problema, pois ele não permite ser calibrado, o instrumento é encaminhado para a manutenção.
10. Depois da manutenção o instrumento deve ser novamente calibrado e se necessário, ajustado.

A calibração pode incluir a inspeção visual do instrumento, pesquisa de defeitos funcionais explícitos e óbvios e testes operacionais.

A manutenção não é calibração, mas depois de qualquer manutenção de instrumento, ele deve ser calibrado. É recomendável que a pessoa que faz a manutenção seja diferente da que faz a calibração.

Calibrar um indicador de pressão é quase a mesma coisa. Gera-se o sinal de entrada do indicador, indicando-o com um manômetro padrão e ajusta-se a posição do ponteiro na escala. Se necessário, ajusta-se a posição do ponteiro. Quando o instrumento não permite a calibração, envia-o para a manutenção.

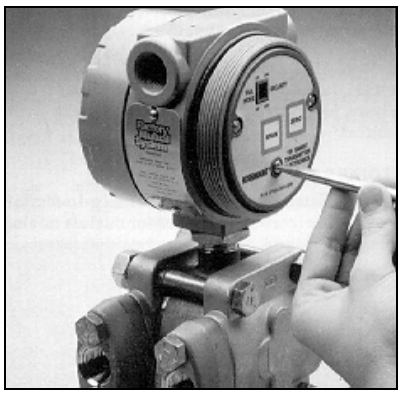


Fig. 8.1. Ajuste de transmissor (Rosemount)

Às vezes, em vez de se aplicar a grandeza medida pelo instrumento, pode-se simular o sinal de saída do sensor, por conveniência de tempo e custo. Por exemplo, na calibração de um transmissor de temperatura a termopar, em vez de se simular a temperatura, que é uma operação demorada, molhada e cara, simula-se uma milivoltagem na entrada do transmissor, conforme valores listados na literatura técnica (curvas ou tabelas de tensão x temperatura), facilmente obtida de um gerador de tensão.

1.5. Tipos de calibração

Toda calibração deve incluir: padrão rastreado, procedimento escrito, ambiente conhecido, operador treinado, registro documentado e ter um período de validade. Tem-se o preconceito errado de considerar que apenas as calibrações relacionadas com ISO 9000 requerem estas exigências. Toda calibração deve ter estes parâmetros. Um instrumento pode ser calibrado, por questão de

1. custódia, para garantir que a compra e venda de produtos feita através de tubulações com medidores em linha estejam dentro dos limites contratuais,
2. segurança, para assegurar que os instrumentos estejam indicando dentro dos valores seguros do processo,

3. balanço de materiais, para verificar rendimentos de processos, equipamentos, reagentes e catalizadores,
4. ecologia, para garantir que as análises dos efluentes estejam dentro dos valores ecologicamente corretos
5. legal, para satisfazer exigências legais e de normas técnicas,
6. ISO 9000, para atender suas exigências relacionadas com a incerteza, continuidade operacional e qualidade do produto final.

Calibração programada e emergencial

Calibração programada é aquela feita para atender um cronograma já estabelecido, em função da disponibilidade dos instrumentos e dos períodos ótimos, dentro dos quais os instrumentos permanecem dentro de seu desempenho nominal. Geralmente os períodos são estabelecidos em semanas.

A norma ISO 9000 requer um programa de calibração dos instrumentos de medição, teste e inspeção.

Calibração de emergência é aquela feita para atender um chamado extraordinário do pessoal do processo que considera o instrumento descalibrado. Uma das coisas difíceis da vida, em todos os aspectos, é a de relacionar causa e efeito. Geralmente, para o pessoal de processo, quando há um problema com o produto final, a primeira vítima é o instrumento. A maioria dos instrumentos que vão para a calibração está dentro dos limites da calibração e não precisava de calibração.

Calibração estática ou dinâmica

O tipo mais comum de calibração é conhecido como calibração estática. Neste procedimento, um valor conhecido é entrada para o sistema sob calibração e a saída do sistema é registrada. O termo estático se refere ao procedimento da calibração em que os valores das variáveis envolvidos permanecem constantes durante uma medição, isto é, eles não variam com o tempo. Nas calibrações estáticas, somente as magnitudes da entrada conhecida e a saída medida são importantes.

Os pontos medidos de uma curva típica de calibração estática descrevem a relação entrada-saída para um sistema de medição. Uma curva polinomial acomoda os dados que podem ser convenientemente usados para descrever esta relação.

Em um sentido amplo, as variáveis dinâmicas são dependentes do tempo, tanto em magnitude como em freqüência. A relação das magnitudes entrada-saída entre um sinal de entrada dinâmico e um sistema de medição depende da dependência do tempo do sinal de entrada. Quando variáveis dependentes do tempo são medidas, faz-se uma calibração dinâmica além da calibração estática. Uma calibração dinâmica determina a relação entre uma entrada de comportamento dinâmico conhecido e a saída do sistema de medição. Usualmente tais calibrações envolvem um sinal senoidal ou um degrau como o sinal de entrada conhecido.

Calibração própria ou externa

A calibração pode ser feita pelo próprio usuário, principalmente dos instrumentos de níveis mais baixos, envolvendo os instrumentos de medição, padrões de trabalho e padrões de laboratório,

A calibração também pode ser feita por externamente, preferivelmente por laboratório credenciado da Rede Brasileira de Calibração, pelo fabricante do instrumento ou por laboratório nacional ou internacional que tenha padrões rastreados.

Justifica-se calibrar nas próprias oficinas do usuário:

1. instrumentos comuns, de precisão industrial, que requerem um padrão disponível na própria planta,
2. quando a quantidade de instrumentos é grande, justificando economicamente ter um laboratório para a calibração periódica destes instrumentos.

Justifica-se enviar um instrumento para ser calibrado externamente quando

1. o usuário possui poucos instrumentos
2. quando a calibração requer padrões com precisão muito elevada e portanto de altíssimo custo
3. para comparação interlaboratorial
4. por exigência legal.

Qualquer quer seja o local da calibração, o responsável final pela calibração é o usuário. Quando a calibração é feita externamente, o usuário deve ter um contrato escrito bem claro, definindo o que o laboratório deve fazer. É muito comum se enviar um instrumento para ser calibrado e ajustado e o laboratório fazer apenas a calibração. É também muito freqüente o laboratório reportar uma calibração de modo incompreensível, sem informar o algoritmo de cálculo da incerteza de calibração, o método empregado, relatórios com preenchimento com números com algarismos significativos sem significado. O

único modo de evitar estes inconvenientes é ter um contrato escrito claro e preciso, falando explicitamente sobre esses parâmetros.

Calibração seqüencial ou aleatória

Uma calibração seqüencial aplica uma variação seguida no valor de entrada sobre a faixa desejada de entrada. Isto é realizado aumentando o valor de entrada (crescente) ou diminuindo o valor de entrada (decrescente) sobre toda a faixa de entrada.

A calibração seqüencial é um diagnóstico efetivo para identificar e quantificar o erro de histerese em um sistema de medição.

A calibração aleatória se aplica a seqüências selecionadas aleatoriamente de valores de uma entrada conhecida sobre a faixa de calibração pretendida. Como vantagens da calibração aleatória estática tem-se:

1. tendência a minimizar o impacto da interferência
2. quebra dos efeitos da histerese
3. diminuição dos erros de leitura
4. garantia que cada aplicação do valor de entrada seja independente da anterior
5. redução do erro sistemático da calibração
6. simulação mais parecida com a situação real da medição
7. fornecimento de um diagnóstico para delinear as características de erros de linearidade, zero, span e repetitividade.

Calibração a seco e molhada

A calibração seca ou a seco ou calibração de artefato (Fluke) é uma aferição que contorna o sensor do instrumento, sem usar o padrão da variável medida pelo instrumento. A calibração a seco geralmente se restringe ao elemento secundário e assume-se que o elemento primário seja descrito com precisão por relações empíricas desenvolvidas de medidores eletrônica ou hidraulicamente semelhantes. A calibração a seco é efetivamente uma calibração do transmissor eletrônico ou pneumático, bypassando o seu elemento sensor.

A calibração seca é feita por comparação usando relação e medição embutidas no próprio instrumento sendo calibrado. O instrumento microprocessado aumenta a sua capacidade de operação e simplifica o processo de calibração, pois ele foi projetado para armazenar e usar fatores de correção em programa para compensar erros de ganho e de zero. Este processo de armazenar constantes baseando-se na comparação com padrões externos foi então adaptado para a calibração a seco. As correções feitas pelo programa interno elimina a necessidade de remover o instrumento para fazer ajustes físicos, simplificando o processo de calibração, que fica facilmente automatizado.

Fig. 8.2. Calibração a seco de transmissor inteligente

Por exemplo, a calibração a seco de um transmissor inteligente de pressão não requer um padrão externo de pressão, mas usa constantes internas armazenadas durante a configuração e caracterização do transmissor.

Em programa de qualidade de ISO 9000, a calibração a seco é tão válida e confiável como a convencional, porém, periodicamente deve ser feita a calibração convencional para verificar o status do sensor do instrumento, que é contornado nas calibrações a seco. Por exemplo, podem-se alternar duas ou três calibrações a seco com uma calibração convencional.

Calibração molhada, por analogia à calibração a seco, é a convencional, usando padrões externos para calibrar o instrumento. No caso da calibração do transmissor de pressão, usa-se o padrão de pressão na entrada do transmissor. Nesta calibração, estão incluídos todos os componentes do instrumento, inclusive o elemento sensor

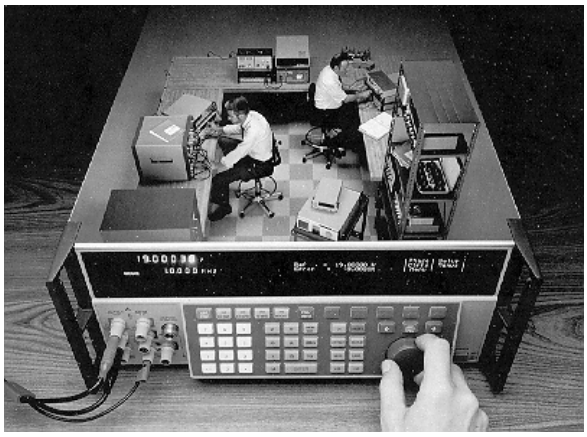


Fig. 8.3. Conceito de calibração a seco (Fluke)

1.6. Erros de calibração

Teoricamente, a calibração em si não elimina os erros sistemáticos, mas simplesmente reduz estes erros a valores aceitáveis. Os erros de calibração incluem aqueles erros elementares que entram no sistema de medição durante o ato da calibração. Os erros de calibração tendem a entrar através de várias fontes, tais como:

1. os erros sistemáticos do padrão usado na calibração,
2. os erros associados ao ambiente,
3. os erros associados ao operador,
4. erros associados à variável medida,
5. erros associados ao instrumento calibrado,
6. erros associados ao método de calibração

Tab. 1. Fontes de Erro de Calibração

j	Fonte de erro
1	Padrões envolvidos na rastreabilidade
2	Método da calibração
3	Ambiente onde se realiza a calibração
4	Operador que faz a calibração
5	Instrumento que está sendo calibrado
6	Quantidade física envolvida na calibração

Por exemplo, o padrão típico do laboratório usado na calibração também é aproximado. Assim, pode haver uma diferença entre o valor do padrão usado e o valor do padrão primário que ele representa. Assim, aparece uma incerteza no valor conhecido da entrada em que a calibração é baseada. Além disso, pode haver uma diferença entre o valor fornecido pelo padrão e o valor realmente sentido pelo sistema de medição. Qualquer um destes efeitos será incorporado aos dados de calibração. A Tab. 1 lista erros elementares relacionados com a calibração.

1.7. Calibração da Malha

Justificativa

Sempre que possível deve ser feita a calibração da malha *in situ* (como regra) e em caso de não conformidade, se faz a calibração por instrumento (como exceção). As vantagens de se fazer a calibração da malha em vez do instrumento isolado incluem:

1. gasta-se menos tempo pois uma malha típica possui três instrumentos,
2. a calibração é mais confiável, pois não se tem o risco de descalibrar o instrumento na sua retirada, transporte e recolocação,
3. a calibração é mais exata, pois todos os efeitos da instalação estão considerados inerentemente,
4. tem-se a medição e não o cálculo da incerteza, coerente com a recomendação metrológica de *não imaginar quando puder calcular e não calcular quando puder medir.*

A principal desvantagem relacionada com a calibração de malha é a necessidade de se ter padrões que possam ser usados na área industrial. Os padrões devem ter classificação mecânica compatível com a área, se interna ou externa, para ter sua integridade preservada. Se a área for classificada, os padrões elétricos devem ter classificação elétrica compatível, para que sua presença não aumente o risco de explosão ou incêndio do local. Quando não for disponível padrão elétrico com classificação elétrica compatível com a área, deve-se garantir com meios positivos que não há presença de gases flamáveis no local e durante a calibração e para isso deve-se conseguir uma permissão especial (*hot permission*).

Realização da Calibração da Malha

A calibração da malha inclui:

1. Variação da variável medida ou geração de sinal equivalente ao gerado pelo sensor da variável no local próximo da medição. As malhas são calibradas em pontos definidos nos procedimentos específicos, normalmente nos pontos de 0%, 25%, 50%, 75% e 100% da faixa, com valore crescentes e decrescentes.

2. Leitura e registro dos valores da variável, na sala de controle. Registro dos valores efetivamente lidos e ajustes feitos no Relatório de Calibração. No Relatório de Calibração de cada instrumento já devem estar listados os valores limites aceitáveis, considerando-se a tolerância exigida pelo processo e a incerteza instalada calculada.
3. A malha é considerada conforme e nenhum ajuste é feito, quando os valores lidos estiverem dentro dos limites estabelecidos e anotados nos registros de calibração de cada malha
4. Quando algum valor estiver fora dos limites, a malha é considerada não conforme, a operação deve ser informada através do formulário Relatório de Calibração, os instrumentos são retirados da malha e é feita a calibração de cada instrumento isolado, na bancada da oficina de instrumentação, conforme procedimentos correspondentes.

Incerteza da calibração da malha

No formulário Registro de Calibração deve ser informada a incerteza do processo de calibração, que é dada pela relação:

$$i_p = \sqrt{\sum_{j=1}^{n} i_{pj}^2}$$

onde

i_p é a incerteza do processo de calibração,

i_{pj} é a incerteza dos padrões de calibração, com j variando entre 1 e n.

Calibração do Elemento Sensor

Embora o elemento sensor faça parte da malha de medição, por causa da dificuldade de se simular a variável do processo no campo, geralmente se simula o sinal de saída do sensor, no local da medição para se calibrar a malha e calibra-se o elemento sensor na bancada ou o substitui por um novo rastreado e certificado. A decisão entre calibrar o sensor existente ou substituí-lo por um novo rastreado é uma decisão baseada na relação custo/benefício.

Tipicamente, nos casos de termopares e resistores detectores de temperatura, deve-se fazer a substituição em vez de calibração. No caso de placas de orifício, deve-se fazer inspeção visual e física periódica e apenas substituí-la quando esta inspeção o indicar.

Calibração do Instrumento Isolado

As malhas que não puderem ser calibradas inteiramente como um único instrumento, devem ter seus instrumentos componentes calibrados individualmente. Também, quando a calibração da malha indicar que ela está não conforme, os instrumentos são retirados da malha e levados para calibração individual, conforme procedimentos específicos, que estabelecem o executante, esclarecem a disponibilidade da malha pela operação e a substituição do instrumento. Depois de calibrado o instrumento é armazenado na oficina ou substitui o existente. Quando o instrumento não *pegar* calibração, ele é submetido à manutenção corretiva e depois calibrado e todos estas operações devem ser anotadas em sua Folha de Cadastro.

1.8. Parâmetros da Calibração

Além dos aspectos comerciais envolvidos e, às vezes, dos aspectos legais, a calibração para ser válida e confiável deve cuidas dos seguintes aspectos:

1. medições replicadas
2. padrões rastreados
3. procedimento escrito
4. ambiente conhecido
5. pessoal treinado
6. registro documentado
7. período de validade administrado

Medições replicadas

Toda calibração deve ter várias medições de cada ponto de calibração. Os pontos de calibração preferidos são: 0%, 25, 50, 75 e 100%, com valores crescentes e decrescentes da variável calibrada. A repetição das medições tem a finalidade de verificar linearidade, repetitividade e histerese do instrumento. Por questão de economia de tempo, é comum se fazer apenas uma medição ascendente e outra descendente, fazendo-se apenas duas medições de cada ponto.

Padrão rastreado

Toda calibração requer um padrão para fornecer os valores verdadeiros convencionais envolvidos. O padrão fornece o valor confiável, fiduciário da variável calibrada.

Padrão rastreado significa que ele foi comparado com um outro padrão superior, que garanta sua confiabilidade. Os padrões de referência devem possuir exatidão maior que a dos instrumentos ou padrões sob calibração. Os padrões de referência de ordem superior

devem ser rastreados aos padrões credenciados ou nacionais ou derivados de constantes físicas.

As normas e os laboratórios recomendam números limites entre as exatidões dos instrumentos calibrados e dos padrões. Por exemplo, o NIST recomenda a relação mínima de 4:1; o INMETRO recomenda a relação 3:1 e as normas militares falam de 10:1. Porém, todos estes números são sugestões e não são mandatórios. O risco aceitável associado com a medição varia com cada processo e em uma mesma planta, podem se adotar relações de incertezas diferentes. O estabelecimento da relação se baseia em aspectos econômicos (quanto maior a relação, maior o custo dos padrões da escada metrológica) e técnicos (quanto maior o número, menor a interferência da incerteza do padrão na incerteza do instrumento calibrado). O resultado final desta escolha é um compromisso entre os valores de aceitação e de incerteza.

Os padrões de referência selecionados através das especificações do fabricante devem ser continuamente acompanhados e monitorados para comprovar a estabilidade e o desempenho, através de calibrações sucessivas.

Procedimentos de Calibração

Devem ser escritos procedimentos de calibração de instrumentos para eliminar fontes de erros devidas às diferenças de técnicas, condições do ambiente, escolha dos padrões e dos acessórios e mudança do técnico calibrador. Estes procedimentos não são os manuais de calibração do fabricante. Os procedimentos devem incluir os aspectos técnicos destes manuais de operação, porem devem ser mais abrangentes.

Os procedimentos devem ser usados pelo pessoal envolvido e responsáveis pela calibração. Eles devem ser elaborados com a participação ativa deste pessoal. Os procedimentos devem garantir que:

1. pessoas diferentes obtenham o mesmo resultado quando calibrando instrumentos iguais ao mesmo tempo,
2. a mesma pessoa obtenha o mesmo resultado quando calibrando o mesmo instrumento em épocas e locais diferentes.

Os procedimentos devem ser escritos numa linguagem simples, clara e acessível e o seu conteúdo deve ter, no mínimo,

1. objetivo do procedimento
2. normas de referência e recomendações do fabricante
3. lista dos padrões requeridos
4. lista dos instrumentos de teste, fontes de alimentação, pontos de teste e ligações
5. descrição do princípio de medição ou teoria do método empregado
6. estabelecimento das condições ambientais do local onde será feita a calibração: temperatura, pressão, umidade, posição, vibração, blindagem a ruídos elétricos e acústicos
7. instruções, passo a passo, da calibração, envolvendo preparação, ajustes, leituras, comparações e correções
8. formulários para a coleta e anotação dos dados, relatórios, tabelas e certificados.
9. estabelecimento da próxima data de calibração.

No Apêndice A há um procedimento típico para a calibração de malha de instrumento de processo.

Condições Ambientais

As condições ambientais de calibração do instrumento devem ser as recomendadas pelos procedimentos e pelos fabricantes do instrumento e dos padrões envolvidos. A maioria dos instrumentos de processo não requer condições ambientais controladas. Isto é tão verdade, que a tendência atual é fazer a calibração dos instrumentos na área industrial.

As condições envolvidas na calibração não precisam ser controladas mas sempre devem ser conhecidas, por causa de eventuais fatores de correção para os padrões usados.

Quando requerido, a área deve ser limpa, sem vibração mecânica, sem interferências eletrostáticas e eletromagnéticas quando houver envolvimento de equipamentos elétricos e com a temperatura na faixa de 17 a 21 ^{o}C e umidade relativa entre 35 e 55%.

Intervalos de calibração

Os instrumentos de medição industriais devem ser calibrados periodicamente por instrumentos de teste de trabalho. Os instrumentos de trabalho devem ser calibrados periodicamente por padrões secundários ou de transferência. Os instrumentos de transferência secundária devem ser calibrados com padrões primários ou de referência.

Os períodos de cada calibração dependem da qualidade do instrumento, das condições ambientais, do treinamento do pessoal envolvido, do tipo da indústria, da idade dos instrumentos, da manutenção corretiva dos

instrumentos. Os períodos não são imutáveis e nem fixos. Podem ser alterados em função de:

1. recomendações do fabricante,
2. legislação vigente
3. freqüência de utilização (maior uso implica em períodos mais curtos). Uso incorreto requer recalibração imediata.
4. severidade e agressão ambiental. Maior agressividade do ambiente implica em menor período de calibração.
5. características de construção do instrumento; instrumento mais frágil requer calibrações mais freqüentes; instrumentos com peças moveis requerem calibrações mais freqüentes.
6. precisão dos instrumentos em relação à tolerância do produto ou da medição; menor tolerância do produto, calibração mais freqüente dos instrumentos envolvidos.
7. posição na escada hierárquica de rastreabilidade: geralmente instrumentos mais próximos da base da pirâmide (menos precisos, de medição e de teste de oficina) requerem calibrações mais freqüentes que os do topo (mais precisos, padrões primários).
8. criticidade e importância da medição efetuada; maior a conseqüência do erro, implica em menor intervalo de segurança. Medição envolvendo segurança, menor período de calibração; medição envolvendo vidas humanas, obrigação legal de calibração, geralmente com períodos definidos por lei.

Revisão dos intervalos de calibração

Um sistema eficiente de calibração deve ter ferramentas que permitam a revisão dos intervalos de calibração, com critérios baseados em dados obtidos das calibrações anteriores e que seja um compromisso entre se ter menos trabalho de calibração e menos não conformidades por causa de instrumentos descalibrados.

O critério mostrado a seguir se baseia no critério de Schumacher.

1. A cada calibração feita, o instrumento é classificado em relação aos resultados obtidos, conforme a Tab.1:

Tab.1. Status do Instrumento

A Avaria	Designa problema que prejudica um ou mais parâmetros ou funções do instrumento.
C Conforme	Designa instrumento encontrado conforme com sua tolerância durante a calibração.
F Fora	Designa instrumento, apesar de apresentar bom funcionamento, encontrado fora das tolerâncias de calibração.

Tab.2. Ações a serem tomadas

E **E**stender	Indica que o intervalo entre calibrações deve ser estendido.
D **D**iminuir	Indica que o intervalo entre calibrações deve ser reduzido.
M **M**áxima Redução	Indica redução do ciclo de calibração ao seu intervalo mínimo admissível.
P **P**ermanece	Não se altera o intervalo anteriormente estabelecido

Tab. 3. Classificação Dos Instrumentos

Ciclos Anteriores	**Condições no Recebimento**		
	A	**F**	**C**
CCC	**P**	**D**	**E**
FCC	**P**	**D**	**P**
ACC	**P**	**D**	**E**
CF	**M**	**M**	**P**
CA	**M**	**M**	**P**
FC	**P**	**M**	**P**
FF	**M**	**M**	**P**
FA	**M**	**M**	**P**
AC	**P**	**D**	**P**
AF	**M**	**M**	**P**
AA	**M**	**M**	**P**

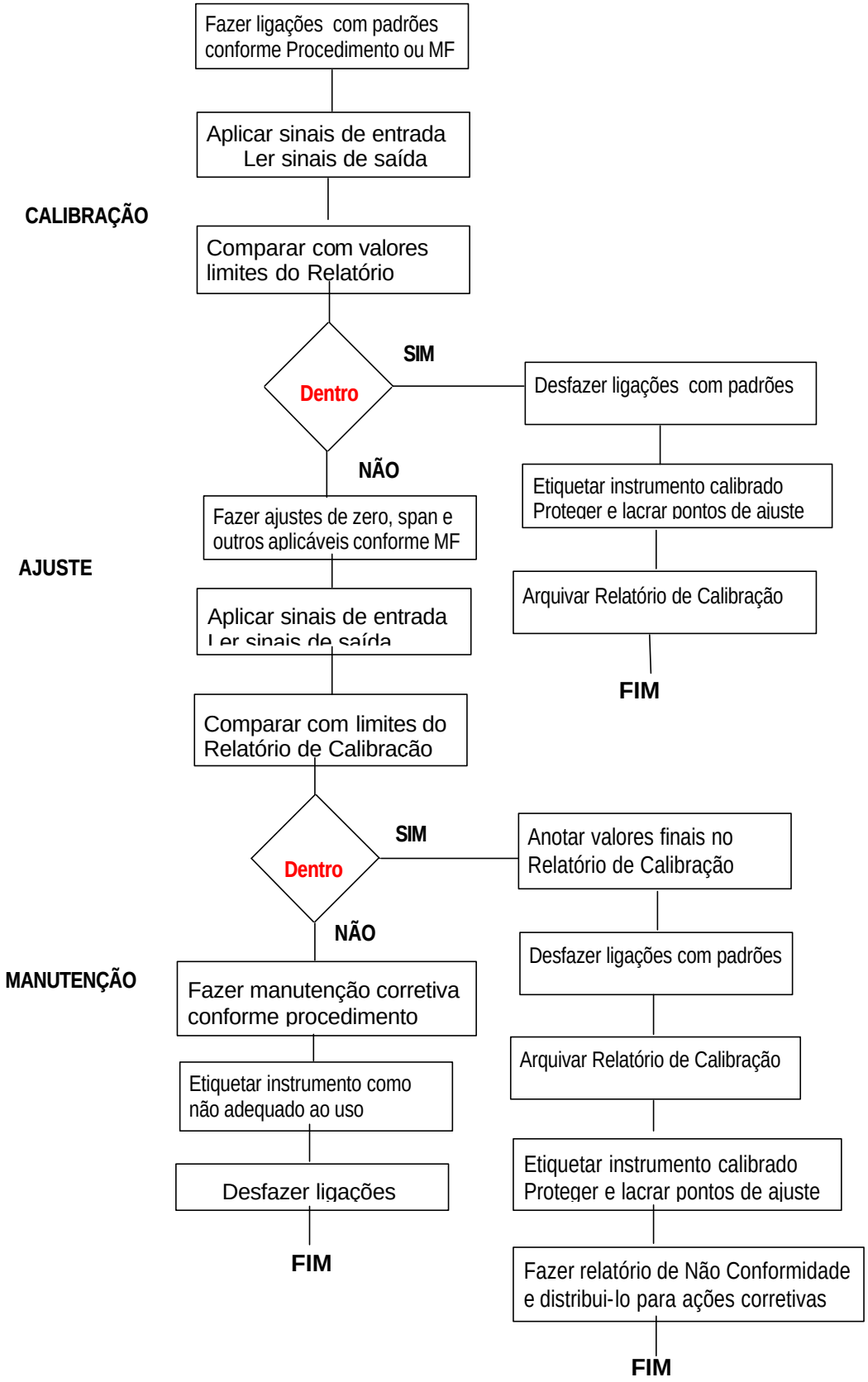


Fig. 8.4. - Diagrama de blocos da calibração de instrumento isolado

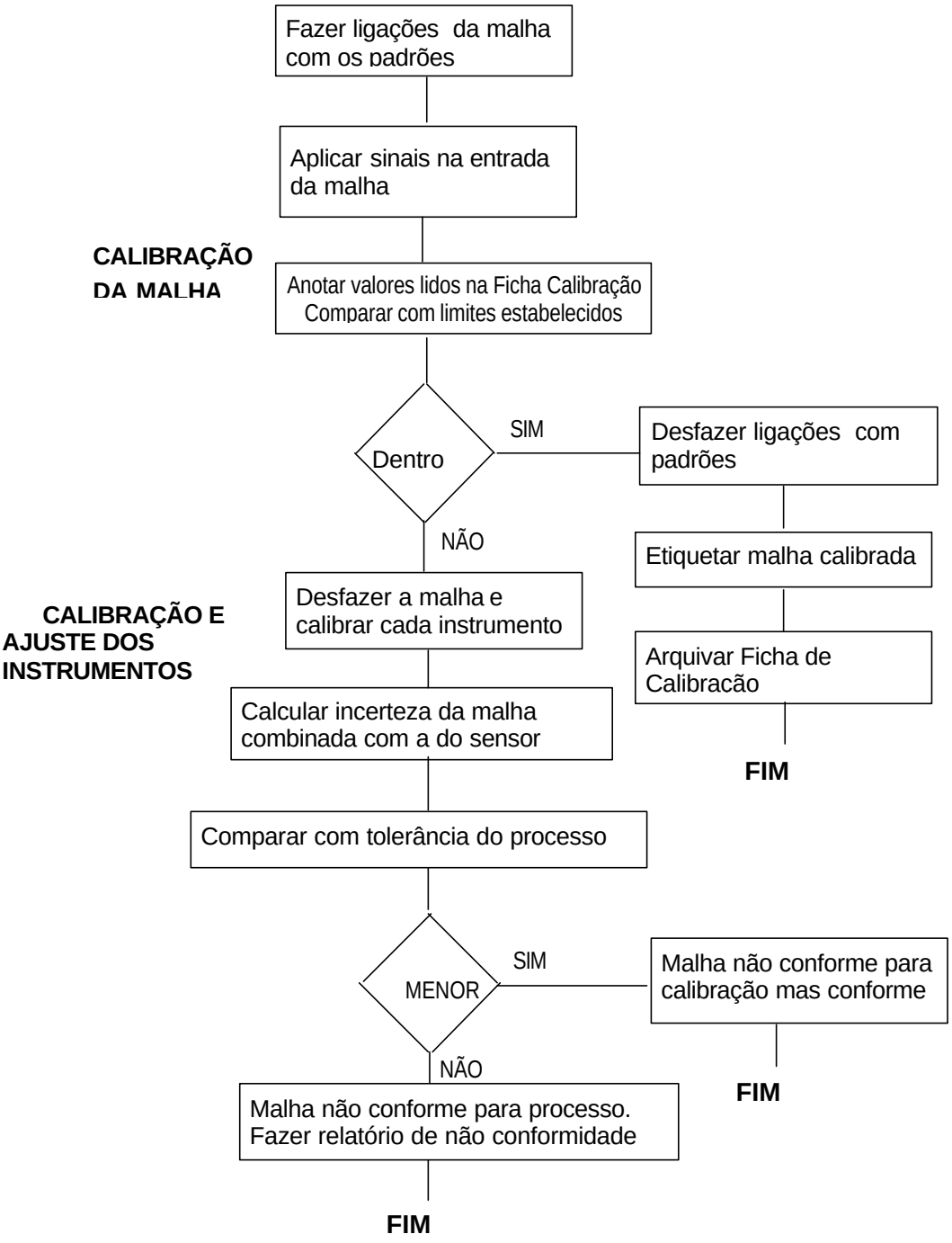


Fig. 8.5. - Diagrama de blocos da calibração de malha completa

Tab. 4. Determinação do próximo ciclo

Ciclo Atual	Novo Ciclo (Valores Em Semanas)			
	D	**E**	**P**	**M**
10	9	13	10	*
12	11	15	12	8
14	13	17	14	8
16	14	19	16	10
18	16	21	18	12
20	18	24	20	13
24	22	28	24	15
28	25	32	28	19
32	29	37	32	21
36	32	41	36	24
52	47	52	52	37

*** Retirar Instrumento de Uso. Substituir**

Registros documentados

A documentação registrada garante e evidencia que os prazos de validade da calibração estão sendo seguidos e que a exatidão dos instrumentos está sendo mantida.

As seguintes informações devem ser facilmente disponíveis:

1. exatidão do instrumento
2. local de uso atual
3. intervalo de calibração, com data de vencimento
4. procedimento da calibração
5. relatório da última calibração
6. histórico de manutenções e reparos

Todas as calibrações para serem válidas devem ser devidamente certificadas. Os certificados devem ser arquivados e devem conter, no mínimo,

1. número de série do instrumento correspondente
2. data de calibração
3. laboratório ou padrão rastreado
4. condições físicas nas quais foi feita a calibração
5. descrição do padrão referido: exatidão, tipo
6. desvios e fatores corretivos a serem aplicados, quando as condições da calibração forem diferentes das condições padrão
7. quando feito em laboratório externo (credenciado, nacional), descrição do procedimento e pessoal envolvido
8. garantia que o padrão superior estava confiável e rastreado, através de certificado.

Deve haver um responsável pela organização e atualização do arquivo. O responsável do arquivo deve providenciar:

1. aviso de vencimento de prazo de validade ao responsável do instrumento
2. retirada do instrumento de operação
3. encaminhamento do instrumento para a calibração interna ou externa
4. recebimento do instrumento calibrado
5. atualização das datas e dos documentos
6. encaminhamento do instrumento para o usuário responsável
7. colocação de etiquetas nos instrumentos, com data da última calibração, nome da pessoa responsável pela calibração, data da próxima calibração e identificação do instrumento.

Sistema de Calibração

A implantação adequada de um sistema de calibração de instrumentos requer as seguintes providências:

1. listar individualmente todos os instrumentos de medição, teste e padrão da empresa, incluindo os do processo, oficina, laboratórios, armários do chefe.
2. estabelecer os padrões e instrumentos mestres necessários para a empresa, baseando-se em fatores econômicos, técnicos, segurança, produção e qualidade do produto.
3. adquirir os padrões necessários e justificados
4. prover local adequado para armazenamento, guarda, preservação e operação dos instrumentos de teste e padrões.se necessário, implantar laboratórios de calibração das variáveis, como temperatura, vazão, pressão, voltagem e resistência elétrica.
5. pesquisar, conhecer e credenciar os laboratórios externos para fins de intercâmbio laboratorial e mútua rastreabilidade. Há laboratórios de usuários que são tecnicamente aceitáveis, mesmo não tendo o credenciamento legal do INMETRO
6. definir a escada de rastreabilidade, separando os instrumentos que podem ser calibrados internamente e os que

devem ser enviados para laboratórios externos
7. elaborar cronogramas de tais calibrações, acompanhando as datas de vencimento
8. Elaborar procedimentos para calibrações internas, para envio e recebimento de instrumentos para laboratórios externos
9. implantar arquivo para documentação de todos os históricos
10. treinar o pessoal para as atividades de operação, calibração, armazenamento, manuseio e preservação dos instrumentos e padrões
11. elaborar plano de calibração.

Calibração e manutenção

O objetivo da calibração é o de eliminar os erros sistemáticos que aparecem ou aumentam com o passar do tempo. O valor esperado das várias medições replicadas de um mesmo valor da variável medida tende a se afastar do valor verdadeiro convencional e por isso o instrumento deve ser calibrado, periodicamente.

Também com o passar do tempo o instrumento tende a piorar o seu desempenho e apresentar uma incerteza além dos limites estabelecidos para a incerteza nominal. Neste caso o instrumento requer manutenção. A manutenção deve ser criteriosa e devem ser tomados cuidados para que o desempenho do instrumento não se degrade, usando-se peças originais, ferramentas adequadas, componentes de qualidade industrial. Componentes para a indústria de entretenimento, são mais baratos, mais fáceis de serem encontrados porém são menos confiáveis e com menor vida útil.

A manutenção deve ser feita quando o instrumento estiver visivelmente danificado, não operante ou com desempenho deteriorado. Esta manutenção é chamada de corretiva.

A manutenção pode ser feita de periodicamente, de modo programado. Na data marcada, faz-se a manutenção do instrumento. Nem sempre é possível se programar a data para a manutenção preventiva para qualquer tipo de instrumento. A manutenção preventiva só deve ser feita em instrumentos que tenham causa constante, ou seja, instrumentos que tenham peças que se desgastam de modo previsível. Tipicamente se faz manutenção preventiva em instrumento com peças móveis que se desgastam de modo previsível e estimado.

Depois da manutenção corretiva ou preventiva do instrumento, ele deve ser calibrado e se necessário, ajustado.

Durante a calibração do instrumento pode-se verificar a necessidade de fazer manutenção no instrumento. Tipicamente tem-se:
1. Calibração do instrumento, onde e quando se verifica se o desempenho do instrumento está dentro do esperado.
2. Quando o desempenho estiver fora dos limites predeterminados, fazem-se os ajustes, levando o instrumento para o seu desempenho nominal.

Quando os ajustes no instrumento forem incapazes de levar o instrumento para o seu desempenho nominal, é necessário fazer manutenção, trocando peças e componentes.

2. Padrões

Quando um sistema de medição é calibrado, ele é comparado com algum padrão cujo valor é presumivelmente conhecido. Este padrão pode ser outro instrumento, um objeto tendo um atributo físico bem conhecido a ser usado como comparação, uma solução com propriedade química bem conhecida ou uma técnica conhecida e bem aceita para produzir um valor confiável. Um padrão é a base de todas as medições, em um laboratório ou oficina, em uma indústria, em um país e no mundo.

Uma dimensão (em um sentido mais amplo) define uma variável física que é usada para descrever algum aspecto de um sistema físico. O valor fundamental associado com qualquer dimensão é dada por uma unidade. Uma unidade define uma medida de uma dimensão. Por exemplo, massa, comprimento e tempo descrevem dimensões básicas, com as quais associamos as unidades de kilograma, metro e segundo, respectivamente. Um padrão primário define o valor de uma unidade, fornecendo os meios para descrever a unidade com um único número que pode entendido por todos e em todo lugar. Assim, o padrão primário atribui um único valor a uma unidade por definição. Como tal, ele deve definir a unidade exatamente.

Padrões primários são necessários, por que o valor atribuído a uma é arbitrário. Se um metro é o comprimento do braço do rei ou a distância que a luz percorre em uma fração de segundo depende somente de como alguém quis definí-lo. Para evitar confusão, as unidades são definidos por acordo internacional

através do uso de padrões primários. Depois de consensado, o padrão primário forma a definição exata da unidade até que ela seja mudada por algum outro acordo posterior, que tenha vantagens sobre a definição anterior.

As principais características procuradas em um padrão são:

1. disponibilidade global
2. confiabilidade continuada
3. estabilidade temporal e espacial

com mínima sensibilidade às fontes externas do ambiente.

No Brasil, os padrões primários (referência) e secundários (transferência) são mantidos no INMETRO. Periodicamente, o INMETRO também calibra seus próprios padrões de transferência.

2.1. Padrões físicos e de receita

A medição requer a definição de unidades, estabelecimento de padrões de medição, formação de escalas e comparação de quantidades medidas com as escalas. O padrão fornece a ordem de comparação e a base de toda calibração.

Foram estabelecidos os conceitos de padrão material e de receita.

Padrão físico ou *material* é baseado em uma entidade física, como uma quantidade de metal ou um comprimento de uma barra de metal. O padrão material é físico e deve ser armazenado em condições de temperatura, pressão e umidade especificas e ser rastreado periodicamente. Exemplo de padrão físico é kilograma físico, padrão de massa no SI, que consiste em um cilindro de platina-irídio, com 39 mm de altura e de diâmetro e que recentemente engordou, passando para 1,000 030 kg. Este padrão está preservado e guardo em Sèvres, França e uma réplica dele está guardada no INMETRO, em Xerém, RJ, Brasil.

Padrão de receita pode ser reproduzido em qualquer laboratório do mundo, baseando-se em fenômenos físicos, procedimentos e métodos específicos. O padrão de receita substitui o padrão físico por causa da maior facilidade de reprodução e de disponibilidade.

Antes de 1960 a unidade de comprimento era um padrão físico, consistindo de uma barra de Pt-Ir guardada em Sèvres.

Em 1960, a unidade de comprimento foi redefinida em termos de padrão de receita óptico, como sendo equivalente a 1 650 763,73 vezes o comprimento de onda da luz laranja-vermelha de uma lâmpada de Kr^{86}.

Em 1983, o metro foi redefinido em função do trajeto percorrido por uma onda eletromagnética plana, no vácuo, durante 1/299 792 458 de segundo.

Atualmente, a única unidade definida como padrão material é o kilograma; todas as outras unidades são fixadas por meio de definições de receitas. O tempo foi a última unidade a ser substituída, tendo sido domínio dos astrônomos por milhares de anos.

2.2. Rastreabilidade

O valor conhecido da entrada para um sistema de medição durante uma calibração é o padrão na qual a calibração se baseia. Obviamente, o padrão primário real pode ser impraticável como padrão para usar em uma calibração normal. Mas, eles servem como referência por causa da exatidão. Não é razoável viajar para Sèvres, na França, para calibrar uma balança analítica de laboratório que necessita de um peso padrão. E chegando na França, o acesso ao kilograma padrão nem seria permitido. Assim, por razões práticas, existe uma hierarquia de padrões secundários que tentam duplicar os padrões primários. O padrão primário é usado como referência para o padrão secundário, que é usado como transferência. O padrão secundário é uma aproximação razoável do primário e pode ser mais facilmente acessível para calibrações. Porém, deve haver um valor de incerteza razoável no uso de padrões que são réplicas dos padrões primários. No topo da pirâmide de hierarquia, logo abaixo do padrão primário, estão os padrões primários mantidos pelos laboratórios nacionais através do mundo. No Brasil, o INMETRO mantém os padrões primários e secundários e os procedimentos padrão recomendados para a calibração dos sistemas de medição.

Cada nível de hierarquia é derivado por calibração contra o padrão do nível anterior mais alto. Quando se move para baixo da pirâmide, passa-se do padrão primário (referência), para o secundário (transferência), para o local e para o padrão de trabalho, sempre com um grau de precisão menor ou com maior incerteza.

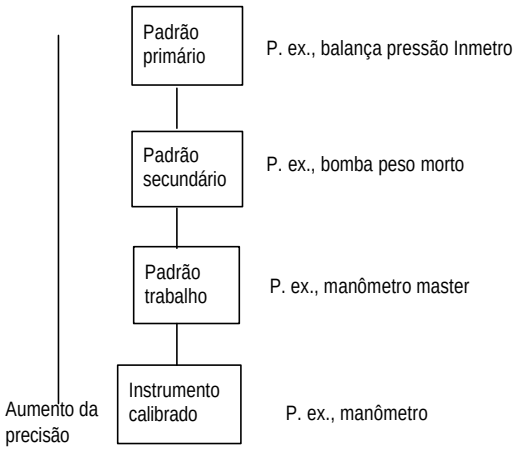


Fig. 8.6. Rastreabilidade dos padrões

Como a calibração determina a relação entre o valor de entrada e o de saída, a exatidão da calibração depende, em parte, da exatidão do padrão usado. Mas o padrão de trabalho usado contem algum erro e como a exatidão é determinada? No máximo, a exatidão pode somente ser estimada. E a confiança desta estimativa depende da qualidade do padrão e da técnica de calibração usada.

Rastreabilidade (*traceability*) é o princípio em que a incerteza de um padrão é medida contra um padrão superior, permitindo que a incerteza do instrumento seja certificada. Isto é conseguido por uma auditoria para cima, de padrões mais baixos para padrões superiores. Todo sistema válido de padrões deve se conformar com este princípio da rastreabilidade, onde o padrão inferior que é calibrado contra um padrão superior é certificado e sua incerteza é garantida.

Os instrumentos de medição das variáveis do processo requerem calibrações periódicas, referidas a padrões de oficina. Periodicamente, os padrões de oficina também devem ser calibrados e rastreados com outros padrões interlaboratoriais e padrões de referência nacional. Para isso, é fundamental que as quantidades físicas envolvidas tenham os seus padrões definidos e disponíveis.

A exatidão do nível superior deve ser maior que a do nível inferior de um fator variando, por exemplo, de 4 a 10. Quanto menor o fator (4), a exatidão do padrão influi e interfere na exatidão do instrumento calibrado. Quanto maior o fator (10), maior o custo do padrão. Pode-se até fazer a calibração com um instrumento com mesma classe de precisão (*cross checking*). Geralmente é aplicada no recebimento de instrumentos, após transporte para verificação de violações ou antes da data do vencimento de calibração, apenas para verificar a manutenção da exatidão.

Há vários tipos diferentes de padrões de medição, classificados conforme a função e o tipo de aplicação.

1. internacional e nacional
2. primário e secundário
3. referência e transferência
4. de trabalho e de oficina

Padrão Internacional e nacional

Os padrões internacionais são os dispositivos projetados e construídos para as especificações de um fórum internacional. Eles representam as unidades de medição de várias quantidades físicas na maior precisão possível que é obtida pelo uso de técnicas avançadas de produção e medição. Eles estão guardados em Sèvres e não são disponíveis para o usuário comum e suas necessidades diárias de calibração.

Os padrões internacionais são definidos de modo que possam ser reproduzidos em um grau aceitável de exatidão e quando definidos, o problema seja realizar este padrão. Há um padrão primário para cada unidade. No caso da massa, há um bloco cilíndrico de Pt-Ir guardado em Sèvres, França, de modo que massas semelhantes possam ser comparadas com o protótipo com precisão de 10^{-8}. As outras quantidades são definidas por padrões primários reprodutíveis, ou seja, que podem ser estabelecidas localmente, quando necessário. Na prática, os equipamentos e procedimentos envolvidos requerem laboratórios altamente especializados. Os padrões internacionais são primários.

Padrão nacional é o de mais alto nível dentro de um país. O INMETRO, no Rio de Janeiro, RJ, é responsável legal pela manutenção dos padrões primários no Brasil. Estes padrões primários não saem do INMETRO. A principal função de um padrão primário é a calibração e verificação dos padrões secundários. No Brasil, o INMETRO credencia os laboratórios que forma a Rede Brasileira de Calibração. Os laboratórios da Rede servem de referência para calibrações secundárias. Por exemplo, o laboratório

industrial da Yokogawa (São Paulo, SP) é credenciado pelo INMETRO para calibrar voltagem, corrente e resistência elétrica. O laboratório industrial da Companhia Siderúrgica de Tubarão (Vitória, ES) está credenciado pelo INMETRO para referência de temperatura. O laboratório de Vazão do Instituto de Pesquisas Tecnológicas (São Paulo, SP) está credenciado pelo INMETRO para rastreabilidade de medidores de vazão de líquido, dentro de determinadas faixas. O Apêndice D mostra os laboratórios da Rede Brasileira credenciados até JAN 96.

Padrão primário ou de referência

Os padrões primários são dispositivos mantidos pelas organizações e laboratórios nacionais, em diferentes partes do mundo. Eles representam as quantidades fundamentais e derivadas e são calibrados de modo independente, através de medições absolutas. A principal função dos padrões primários é a de calibrar e certificar periodicamente os padrões secundários. Como os padrões internacionais, os primários não são disponíveis para o usuário final.

O padrão primário é também chamado de padrão de referência. Ele é fixo e reprodutível, não sendo acessível como objeto de calibração industrial e é necessário padrões práticos para as quantidades derivadas.

Os padrões primários são os mais precisos existentes. Eles servem para calibrar os secundários. Todos os padrões primários precisam ter certificados. Os certificados mostram a data de calibração, precisão, condições ambientes onde a precisão é válida e um atestado explicando a rastreabilidade com o Laboratório nacional. O padrão primário é certificado por padrões com maior hierarquia. Quando o sistema é calibrado contra um padrão primário, tem-se uma calibração primária. Após a calibração primária, o equipamento é empregado como um padrão secundário. O resistor e a célula padrão, comercialmente disponíveis são exemplos de calibração primária.

Há ainda um outro significado para padrão primário, com relacionado com o seu grau de precisão ou posição na pirâmide de rastreabilidade, mas com a sua fabricação. Existem instrumentos e dispositivos que, por construção, possuem uma propriedade conhecida e constante dentro de determinado limite de incerteza. Esta propriedade pode ser usada para calibrar outros instrumentos ou padrões de menor precisão. Sob este enfoque, são considerados padrões primários a placa de orifício, bocal sônico, célula Weston, diodo zener e resistência de precisão.

A placa de orifício é considerada um padrão primário de vazão, pois ela é dimensionada e construída segundo leis físicas aceitas e confirmadas experimentalmente, de modo que ela mede a vazão teórica dentro de determinado limite de incerteza e desde que sejam satisfeitas todas as condições do projeto. A calibração de um sistema de medição com placa de orifício não requer um padrão de vazão, mas somente um padrão de pressão diferencial, que é o sinal gerado pela placa e relacionado com a vazão medida.

Um bocal sônico é também um padrão primário de vazão. Ele é dimensionado e construído segundo uma geometria definida e valores de pressão a montante e jusante teóricos, de modo que, numa determinada situação passa por ele uma vazão conhecida e constante, que pode ser usada para calibrar outros medidores de vazão. Por construção e teoria, ele grampeia um determinado valor de vazão que passa por ele.

Analogamente ao bocal sônico, o diodo zener é um padrão primário de tensão elétrica. Por construção e por causa do efeito Zener e em determinada condição de polarização e temperatura, o diodo zener mantém constante uma tensão nominal através de seus terminais e esta tensão conhecida e constante pode ser usada para calibrar outros medidores de tensão.

Uma célula Weston é um padrão primário de tensão elétrica, pois, por construção e sob determinada corrente, ela fornece uma tensão constante e igual a 1,018 636 V @ 20 ^{o}C.

Mesmo que estes padrões não tenham a menor incerteza da pirâmide metrológica de sua quantidade física, eles são chamados também de padrões primários.

Padrão secundário ou de transferência

Os padrões secundários são também instrumentos de alta precisão mas de menor precisão que a dos padrões primários e podem tolerar uma manipulação normal, diferente do extremo cuidado necessário para os padrões primários. Os padrões secundários são usados como um meio para transferir o valor básico dos padrões primários para níveis hierárquicos mais baixos e são calibrados por padrões primários.

O padrão secundário é o padrão de transferência. Ele é o padrão disponível e

usado pelos laboratórios de medição e calibração na indústria. Cada laboratório industrial é responsável exclusivo de seus padrões secundários. Cada laboratório industrial deve periodicamente enviar seus padrões secundários para os laboratórios nacionais para serem calibrados contra os primários. Após a calibração, os padrões secundários retornam ao laboratório industrial com um certificado de precisão em termos do padrão primário.

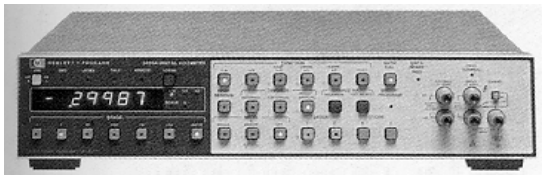


Fig. 8.7. Instrumento padrão de oficina (HP)

Padrão de Oficina

Os padrões de oficina são dispositivos de alta precisão e comercialmente disponíveis, usados como padrões dos laboratórios industriais. Eles não são usados para o trabalho diário de medições, mas servem como referência de calibração para os instrumentos de uso geral e diário. Os padrões de oficina devem ser mantidos em condições especificas de temperatura e umidade. A calibração com os padrões de oficina é chamada de calibração secundária. Usa-se um dispositivo de calibração secundária para a calibração de um equipamento de pior precisão. A calibração secundária é a mais usada na instrumentação. Por exemplo, a célula padrão pode ser usada para calibrar um voltímetro ou amperímetro usado como padrão de trabalho. O voltímetro padrão serve para calibrar um voltímetro de menor precisão, que é usado para fazer as medições rotineiras do trabalho.

Fig. 8.8. Instrumentos padrão de trabalho (HP)

Padrão de trabalho

Os padrões de trabalho são dispositivos de menor precisão e comercialmente disponíveis, usados como padrões para calibrar os instrumento de medição do processo e dos laboratórios industriais. Eles são usados para o trabalho diário de medições. Geralmente são portáteis e de uso coletivo e por isso sua precisão se degrada rapidamente e requerem calibrações freqüentes. Atualmente, com a tendência de se calibrar a malha de processo *in situ*, os fabricantes de instrumento desenvolveram padrões de trabalho robustos e precisos para calibração dos instrumentos da área industrial.

Deve-se tomar cuidados especiais com o uso dos instrumentos padrão elétricos portáteis em local industrial, observando e cumprindo as exigências de classificação mecânica, elétrica e de temperatura, para não danificar o instrumento e principalmente, não explodir a área.

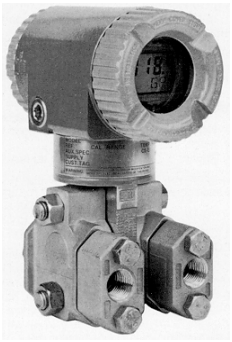


Fig. 8.9. Instrumento de medição (Foxboro)

Materiais de Referência Certificada

Em laboratório químico e físico, é comum se ter os *Materiais de Referência Certificada* ou *Materiais de Referência Padrão* que contém uma propriedade com nível de incerteza conhecida. São exemplos:

1. solução padrão de pH para calibrar e ajustar indicadores e transmissores de análise de pH,
2. gases de pureza definida para calibrar cromatógrafos
3. chapas de aço com revestimento definido para calibrar e ajustar indicadores de espessura a raios-X,
4. rochas, minerais, misturas de gases, vidros, misturas de hidrocarbonetos,

polímeros, pós, águas de chuva e sedimentos de rio e efluentes.

Os materiais de referência certificadas podem ser preparados por síntese, pelo próprio usuário ou podem ser comprados de laboratórios nacionais ou internacionais, credenciados ou com padrões rastreados.

Um dos principais problemas relacionados com o uso de materiais de referência certificada para analisar os erros sistemáticos é que o significado de análises replicadas da amostra diverge do valor teórico esperado. Neste caso, fica a incerteza se esta diferença é devida a erros aleatórios das medições ou a erros sistemáticos do material.

Geralmente os materiais de referência certificada tem prazos de validade e requerem o controle da idade (*age control*).

3. Normas e Especificações

3.1. Norma

Norma é algo estabelecido pela autoridade, usuário ou consenso geral como um modelo ou exemplo a ser seguido. Existem normas de conduta para uma sociedade política e normas técnicas para uma sociedade tecnológica. Uma norma técnica é uma regra para uma atividade especifica, formulada e aplicada para o beneficio e com a cooperação de todos os envolvidos. Geralmente, uma norma é um documento que estabelece as limitações técnicas e aplicações para itens, materiais, processos, métodos, projetos e práticas de engenharia.

A norma é um documento que indica materiais, métodos ou procedimentos de fabricação, operação, manutenção ou testes de uma certa classe de equipamentos ou instrumentos. Por exemplo, há normas para manômetros, termômetros, medidores de vazão, vasos e tabulações de alta pressão. A norma fornece limites na faixa de materiais e propõe métodos aceitáveis, de modo que um produto ou procedimento possa satisfazer o objetivo para o qual ele foi projetado.

No Brasil, o órgão credenciado para gerar normas é a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que é uma empresa, não-governamental, sem fins lucrativos, credenciado pelo INMETRO.

3.2. Especificações

A função de uma especificação é a descrição de um produto em termos da aplicação que o usuário pretende fazer dele. A especificação pode ter a mesma função da norma e algumas especificações são, de fato, normas ou elas podem ser derivadas e resultados de uma norma.

As especificações usualmente são mais detalhadas e menos genéricas para uma aplicação particular do que as normas.

As especificações e normas formam a base do sistema industrial. As especificações são essenciais a toda operação de compra-venda, tornando possível a padronização básica para o sistema de fabricação em massa industrial. Há cerca de 85 000 normas governamentais, publicas e privadas em uso nos Estados Unidos.

3.3. Hierarquia

Pode-se identificar uma hierarquia de normas usadas pela sociedade. As normas de valor são as de mais alto nível, em termos de seu impacto na sociedade. Estas normas tratam da regulação de radioatividade e da necessidade de água e ar limpo. As normas regulatórias são derivadas das normas de valor básicas. Há três tipos de normas regulatórias:

1. códigos e regulações da indústria, que são produzidas pela indústria,
2. normas regulatórias consensuais produzidas pelos membros das associações de normas e governo,
3. normas regulatórias mandatórias que são produtos exclusivos dos governos.

3.4. Tipos de Normas

A ABNT edita seis tipos diferentes de normas:

1. *método de teste* descreve os procedimentos para determinar uma propriedade de um material ou desempenho de um produto,
2. *especificação* é uma declaração concisa das exigências a serem satisfeitas por um produto, material ou processo,
3. *prática* é o procedimento ou instrução para auxiliar a especificação ou método de teste,
4. *terminologia* fornece as definições e descrições dos termos, explicações de símbolos, abreviações e acrósticos,

5. *guia* oferece uma série de opções ou instruções mas não recomenda um modo de ação especifico,
6. *classificação* define os arranjos sistemáticos ou divisões de materiais ou produtos em grupos baseados em características similares.

3.5. Abrangência das Normas

A norma pode ter quatro níveis em função do grau de consenso necessário para seu desenvolvimento e uso.

1. norma de *companhia*, é o nível mais baixo, usado internamente para projeto, produção, compra ou controle de qualidade. O consenso é entre os empregados da companhia.
2. norma da *indústria* desenvolvida tipicamente por uma sociedade ou associação profissional. O consenso para estas normas é entre os membros da organização.
3. norma *governamental* reflete muitos graus de consensos. Às vezes, o governo adota normas preparadas pela iniciativa privada mas outras vezes elas podem ser escritas por um pequeno grupo.
4. norma de *consenso total* é o tipo de norma desenvolvido por todos os setores representativos, incluindo fabricantes, usuários, universidades, governo e consumidores.

3.6. Relação Comprador-Vendedor

As normas e especificações possuem as funções comercial e legal de

1. estabelecer níveis de aceitação do produto entre fabricante e comprador
2. fornecer os níveis de qualidade, funções e desempenho do produto.

A norma deve ter o bom senso de estabelecer limites tolerados razoáveis, de modo que o preço do produto seja acessível e o seu desempenho seja bom. O usuário quer um bom produto e não uma excelente especificação mas nenhum produto comercialmente disponível. Para tanto:

1. o usuário deve saber o que quer e ter clara a função do produto a ser aplicado. O usuário deve estabelecer: faixa de medição, exatidão, estabilidade, configuração e condições do processo que podem afetar o desempenho, resposta e confiabilidade do produto sendo aplicado.
2. o usuário deve conhecer as normas técnicas e legais e determinar como elas devem ser usadas para se obter o desempenho projetado do produto.
3. o usuário e o fornecedor devem concordar no documento de compra em que partes da especificação aplicam-se os limites concordados, que meios serão empregados prelo fabricante para se garantir que o produtor está dentro destes limites e que meios o usuário deve empregar para verificar se o produto entregue, de fato, satisfaz as especificações e as normas envolvidas.

O uso inteligente de normas e especificações garante produtos melhores e medidores mais exatos e confiáveis nas aplicações do usuário.

3.7. Organizações de Normas

Qualquer medição é feita com relação a outra medição. Quando se fala de exatidão, implica em uma medição comparada com algum padrão aceitável para esta medição. Os padrões nacionais para todas as medições no Brasil estão guardados no INMETRO.

Tab. 4. Laboratórios Nacionais de Metrologia

País	Laboratório
Brasil	**INMETRO** - Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
EUA	**NIST** - National Institute of Standards and Technology (ex-NBS, National Bureau of Standards)
França	Bureau International de Poids et Mesures
UK	National Physical Laboratory
Alemanha	Physikalisch-Technische Bundesanstalt (**PTB**)
Itália	Instituto de Metrologia Gustavo Colonnetti

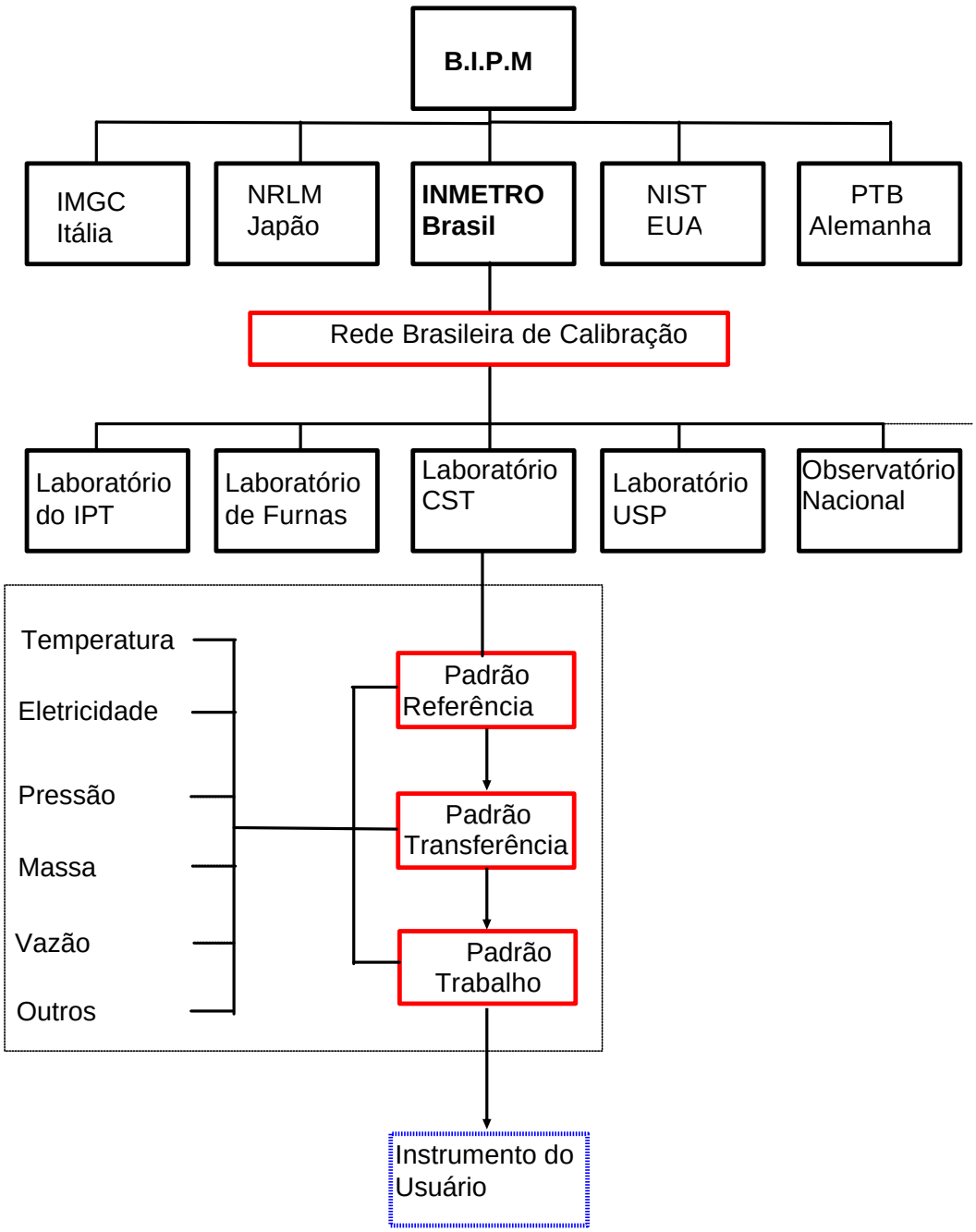
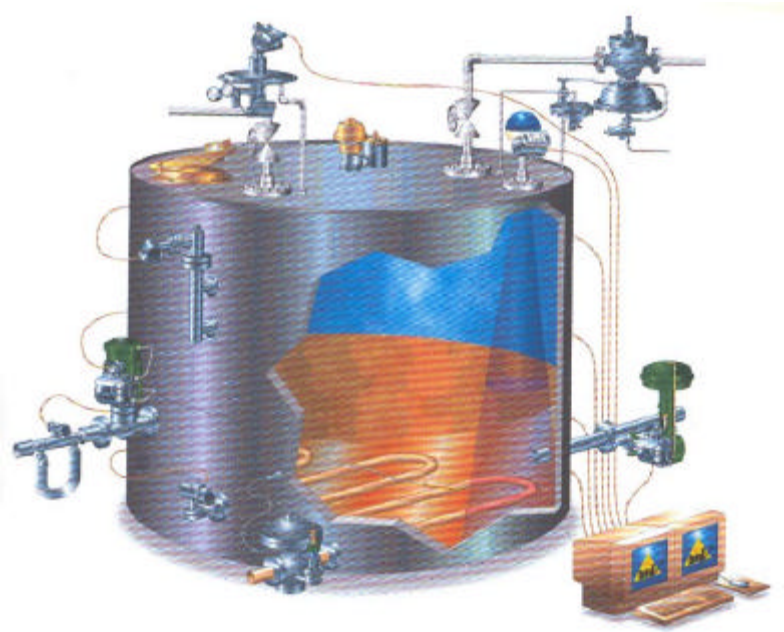


Fig. 8.10. Cadeia ou pirâmide da rastreabilidade de padrões

Medição de Nível



9. Introdução

1. Conceito de Nível

O nível pode ser considerado a altura da coluna de líquido ou de sólido no interior de um tanque ou vaso. O nível não se aplica a gases em tanque de teto fixo, pois o gás sempre ocupa todo o espaço.

Porém, em quando se armazena líquidos voláteis (p. ex., gasolina), é comum o uso de tanque com teto flutuante. O teto flutua exatamente para minimizar o nível de gás contido.

Em aplicações industriais, pode se ter ainda um único vaso armazenando dois líquidos não miscíveis e se quer medir a interface desses dois líquidos.

2. Unidades de Nível

A unidade de nível deve ser a unidade de comprimento do Sistema Internacional de Unidades (SI), que é o metro (m), pois o nível é a altura de uma coluna de líquido.

Porém, é prática comum se referir ao nível como percentagem (%): o nível tem um nível que varia entre 0 e 100%, podendo assumir todos os valores intermediários.

Também se usa a massa ou o volume ocupado pelo produto no tanque para se referir ao seu nível. Nestes casos, o nível seria expresso em kilograma (kg) ou metro cúbico (m^3), respectivamente.

3. Medição de Nível

Os motivos e justificativas para se medir o nível são, principalmente:

1. Inventário
2. Transferência de custódia
3. Segurança
4. Fornecimento consistente
5. Economia

3.1. Inventário

Uma razão importante para medir nível é para manter histórico de inventários em termos de massa ou volume. O usuário quer saber a quantidade disponível para um processo ou para venda.

Por exemplo, no automóvel é importante haver um medidor de nível do combustível do tanque, para que o motorista saiba quando é oportuno se abastecer.

Fig. 9.1. Tanques de armazenagem

3.2. Transferência de custódia

Na industria de petróleo, é comum a compra e venda de produtos baseadas na medição de nível de tanques de armazenagem. Obviamente, estes tanques devem ser, a priori, arqueados pelo órgão nacional regulador, no Brasil, o INMETRO.

Arquear um tanque é construir uma tabela de capacidade do tanque, fazendo uma correspondência precisa entre o seu nível e o volume contido no tanque. Também são arqueados caminhões tanque, vazões tanque e tanques de navio.

Há métodos geométricos e volumétricos para arquear um tanque de armazenamento.

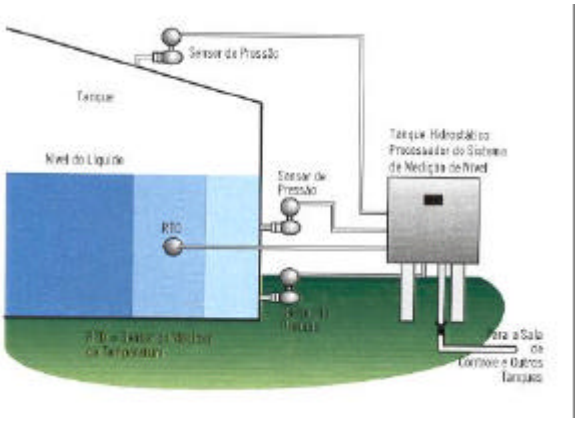


Fig. 9.2. Medição de nível

3.3. Segurança

O nível é medido também por questão de segurança. Encher um tanque além de sua capacidade nominal pode causar perigos de segurança, como vazamentos de tanques abertos ou aumento perigoso de pressão em tanques fechados. Pressão excessiva pode resultar em ruptura. Se o tanque estiver armazenando produto corrosivo, tóxico, inflamável ou explosivo, vazamentos e rupturas podem resultar em catástrofes.

3.4. Fornecimento consistente

Muitos processos industriais requerem o suprimento estável de entradas e saídas. Uma alimentação consistente é difícil de se manter se houver flutuação e oscilação na linha de alimentação. Um vaso de armazenagem entre o suprimento e o processo pode agir como um filtro amortecedor, garantindo uma alimentação estável e consistente. Se o nível do tanque de armazenagem é mantido constante, a alimentação do processo também se mantém constante e estável.

Em industria de papel e celulose, a alimentação consistente está diretamente relacionada com a qualidade do produto, pois uma alimentação consistente garante que cada folha de papel tem a mesma espessura, sempre.

3.5. Economia

A medição precisa do nível pode aumentar a eficiência e economia da planta de processo. Por exemplo, pode-se armazenar matéria prima para a produção programada e também para a produção, antes de ser entregue ao cliente.

Na indústria, é comum o armazenamento de óleos combustíveis e outras utilidades.

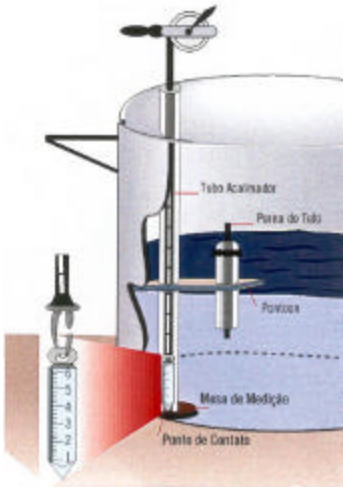


Fig.9.3. Tanque de armazenagem e nível

10. Medição Manual

1. Introdução

O nível pode ser medido de modo manual ou automático.

A medição manual de nível geralmente envolve o uso de uma régua, vareta, trena ou fita acoplada a um peso de imersão.

As vantagens da medição manual são

1. Simplicidade, pois envolve uma régua ou trena rastreada
2. Facilidade por ser uma medição direta

As desvantagens são:

1. O operador deve ir ao local, que às vezes é alto, perigoso e pode ocorrer em horas inoportunas, como madrugadas, momentos de chuva ou ventania.
2. Medições de produtos tóxicos requerem uso de mascara apropriada e cuidados adicionais
3. Para que a medição seja sempre precisa, o operador deve seguir sempre um procedimento, senão haverá uma variabilidade devida ao operador.
4. Para que a medição seja sempre exata, a régua ou trena de medição requer calibração ou troca periódica por uma nova certificada.

A norma internacional que trata da medição manual de nível é a *ISO 4512 (15 DEZ 2000): Petróleo e produtos líquidos de petróleo – Equipamentos para a medição de níveis de líquido em tanques de armazenagem – Métodos manuais.* Os principais pontos desta norma serão mostrados, a seguir.

2. Geral

É necessário um certificado de calibração para qualquer um dos equipamentos de medição, tais como réguas graduadas, pesos, réguas para ullage. O certificado deve ser emitido por uma autoridade competente, como INMETRO ou órgão credenciado por ele e deve ser rastreável a padrões nacionais ou internacionais, com um limite de confiança de 95%, que está dentro do máximo erro permissível especificado.

Equipamento que foi sujeito a reparo não pode ser usado como referência, mas pode ser usado para outros objetivos se ele for verificado por uma autoridade competente e foi considerado conforme com as exigências da norma ISO 4512.

3. Fita de imersão

3.1. Geral

A fita ou trena de imersão deve ser usada em conjunto com um peso de imersão (dip-weight), régua de ullage ou régua para detectar água. A fita é enrolada em um tambor contido dentro de uma estrutura equipada com uma manivela.

É recomendada que os pesos, régua de ullage e régua de detectar água sejam destacadas da fita, quando transportada ou armazenada para evitar a flexão constante no ponto de fixação, facilitando a quebra da fita neste ponto.

O conjunto fita, dispositivo de fixação e peso, que forma um sistema contínuo e completo, deve ser construído de modo que o zero do sistema seja a face inferior do peso. Há graduação em todo comprimento da fita

3.2. Construção

A fita deve ser construída como um comprimento contínuo de aço.

3.3. Materiais

O material da fita deve ter as seguintes especificações:

1. alto conteúdo de carbono (0,8 %)
2. resistência de tensão entre 1 600 a 1 850 N/mm^2
3. Coeficiente linear de expansão: $(11 \pm 1) \times 10^{-6}\ ^oC^{-1}$

Para determinados produtos petroquímicos, deve-se usar outros materiais, tais como aço inoxidável, quando é necessário corrigir o comprimento da régua por causa da variação da temperatura do processo.

3.4. Revestimento

A fita deve ser revestida com um material anticorrosivo para proteção durante a armazenagem. Este material não pode isolar eletricamente a fita.

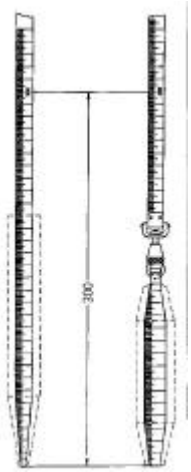


Fig. 10.1. Fitas de imersão com pesos

3.5. Fixação

A fita deve ser enrolada de modo adequado em um sistema com polia, em uma extremidade. Na outra extremidade, deve ser fixado o peso, régua de ullage ou régua para detectar água. O dispositivo de fixação deve ter um meio de evitar o desprendimento acidental do peso, régua de ullage ou régua para detectar água.

3.6. Dimensões

As dimensões da fita devem ser:

1. Largura: $(13,0 \pm 0,5)$ mm
2. Espessura (não esticada): $(0,25 \pm 0,05)$ mm
3. Comprimentos recomendados: 5 m, 10 m, 15 m, 25 m, 30 m, 40 m e 50 m

3.7. Graduação

As fitas devem ser graduadas em uma única face. Elas devem ser graduadas em m, cm e mm, em toda sua extensão. As marcas da graduação devem se relacionar às condições de referência especificadas de temperatura e tensão mecânica, onde a tensão é igual àquela que a fita experimenta devido à massa do peso de imersão, quando a combinação fita-peso é suspensa verticalmente no ar (±10 %).

As marcas de graduação devem de largura uniforme e não mais que 0,5 mm e devem ser perpendiculares à borda da fita.

As marcas de graduação devem ser permanentes e indeléveis. O processo de marcação não pode isolar eletricamente a fita de imersão.

A marcação pode ser por gravação, serigrafia ou qualquer outro meio permanente e indelével e resistente a solventes.

As marcas da escala devem ter largura uniforme, devem ser normais à extremidade da fita de imersão. O comprimento da escala deve estar relacionado com a unidade de medição correspondente. As marcas da escala devem ser tais que formem uma escala distinta e clara e que sua espessura não cause qualquer incerteza na medição.

As marcas da escala devem ser claramente numeradas, como mostrado na Tab. 1.

Tab. 1: Numeração das fitas de imersão

Graduações intermediárias	
Numerada em cada cm	Números maiores em cada cm
Graduações principais	
Números maiores em cada metro ou fita numerada em uma tabela brilhante ressaltada	Numeração repetida em números menores em cada dm após o primeiro metro

3.8. Referência zero

A referência zero (*zero datum*) do conjunto fita de imersão e peso de imersão deve estar na face inferior do peso de imersão.

3.9. Precisão (erro máximo permissível)

O erro máximo permissível para qualquer distância da referência zero do peso de imersão até a marca de graduação de 30 m não pode exceder ±1,5 m para uma combinação nova de fita-peso, na condição de referência especificada de temperatura e tensão, quando comparada contra um instrumento de medição de referência. O erro máximo permissível para a marca de graduação de 30 m nunca pode exceder ±2,0 m para uma combinação de fita-peso, em serviço. (Ver Tab. 2).

A incerteza com limite de confiança rastreável certificado de 95 % do instrumento de medição de referência usado para verificar o erro máximo permissível da combinação fita-peso de imersão não pode exceder ±0,5 mm para qualquer distância entre 0 e 30 m.

A precisão de calibração de cada combinação de trabalho fita-peso de imersão deve ser verificada antes do primeiro uso e depois, em intervalos regulares (por exemplo, 6 meses). Tipicamente, esta verificação deve incluir:

A distância entre a referência de zero do conjunto fita-peso e uma graduação conveniente da fita (por exemplo, 300 mm) deve ser verificada usando um microscópio móvel com vernier ou um dispositivo de medição de referência similar (com a incerteza com limites de confiança de 95 % não excedendo ±0,20 mm em qualquer ponto até 500 mm), quando o conjunto fita-peso é suspenso verticalmente no ar.

A distância da marca de graduação escolhida da fita para uma série de outras marcas de graduação em intervalos aproximados de 5 m deve ser verificada por comparação direta com uma fita mestre de referência ou outro padrão (com a incerteza com limites de confiança de 95 % não excedendo ±0,25 mm em qualquer ponto até 30 m), quando o conjunto fita-peso é suspenso verticalmente no ar ou, como alternativa, é suportada horizontalmente em sua tensão e temperatura de referência.

Em um procedimento típico de verificação, a incerteza combinada das duas incertezas dos instrumentos de medição, no limite de confiança de 95 %, é estimada pela raiz quadrada da soma dos quadrados das incertezas individuais, como:

$$\pm\sqrt{(0{,}20^2 + 0{,}25^2} = \pm 0{,}32 \text{ mm},$$

que está dentro do limite máximo especificado de ±0,5 mm.

Uma tensão de referência de 10 ou 15 N é recomendada para conjunto típico de fita-peso, quando isto representa um boa aproximação da tensão de uma fita padrão de 30 m, quando suspensa verticalmente no ar com um peso de imersão padrão de 0,7 kg fixado. Correções de comprimento devem ser feitas quando a fita que é fabricada ou calibrada em outras tensões de referência são sujeitas a diferentes tensões, quando em uso.

3.10. Marcação

Cada fita deve ser marcada em sua extremidade com o seguinte:

1. Número desta norma ISO 4512
2. Nome do fabricante
3. Condições padrão de calibração:
4. Temperatura, padrão 20 ^{o}C
5. Tensão aplicada na calibração, normal 10 ou 15 N
6. Qualquer marca oficial necessária de conformidade

Tab. 2. Erro máximo permissível para conjuntos de fita e peso de imersão

Comprimento fita/peso, m	Conjunto novo fita-peso, mm
0,000 a 30,000	±1,5
30,001 a 60,000	±2,25
60,001 a 90,000	±3,0

Comprimento fita/peso, m	Conjunto usado fita-peso, mm
0,000 a 30,000	±2,0
30,001 a 60,000	±3,0
60,001 a 90,000	±4,0

4. Sistema de enrolamento

A capacidade do sistema de enrolamento da fita deve ser suficiente para enrolar o comprimento total da fita sem uma tensão, na fita ou na polia.

O sistema de enrolamento deve ser construído com algum material resistente a faísca (e.g., latão).

O comprimento da fita para o qual o sistema de polia é projetado deve ser claramente marcado.

O tambor de enrolamento não deve ser menor que 28 mm em diâmetro e deve ser fornecido com uma manopla de enrolamento.

O tambor de enrolamento deve ter um pino adequado em que a bobina seja presa, na extremidade interna da fita.

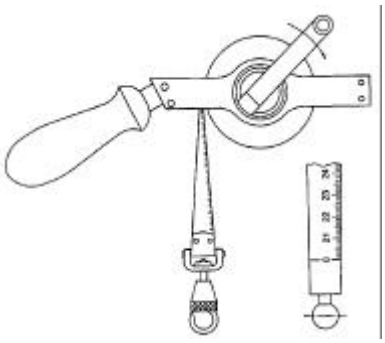


Fig. 10.2. Sistema típico de enrolamento

A fita deve ser enrolada de modo que passe livremente através do espaço entre o tambor e a manivela, com as marcas de graduação visíveis na fita enrolada.

A fita e o sistema de enrolamento devem ser eletricamente aterrados, quando em uso.

5. Peso de imersão

5.1. Geral

O peso de imersão é projetado e construído para ser usado em combinação com a fita de imersão.

5.2. Material

O material do peso de imersão deve ser resistente a faísca e com densidade adequada (material típico: latão)

5.3. Construção

O peso de imersão deve ter formato cilíndrico no meio e cônico na extremidade inferior. A base deve ser chata, com uma superfície normal ao eixo maior.

O formato cilíndrico afinado na ponta fornece a sensitividade em imergir e penetrar em depósitos mais facilmente que um formato totalmente cilíndrico.

Um peso com uma extremidade muito pontiaguda não é recomendado, pois é susceptível a dano mecânico que afeta a precisão da medição e pode se desgastar rapidamente, quando em uso.

A extremidade superior deve ser projetada para permitir a fixação da fita de imersão. Esta fixação não deve afetar a precisão do conjunto fita-peso.

Uma face chata, não menor que 10 cm, deve ser provida para ter uma escala gravada, continuando a escala da fita.

5.4. Massa

A massa do peso de imersão deve ser, no mínimo, de 0,6 kg, para manter a fita sempre esticada, quando em uso.

Quando medindo nível de tanque que pode conter uma camada no fundo de sedimento separado, é desejável usar um peso mais pesado (e.g., 1,5 kg), para ele penetrar mais facilmente no sedimento. Porém, a precisão de calibração da fita assume que a fita é calibrada

com um peso normal de 0,7 kg. Assim, uma pequena correção do peso pode ser requerida para compensar a tensão maior que a fita experimenta, se é usado um peso maior.

5.5. Precisão da graduação

O peso de imersão deve ser graduado em toda a extensão de seu corpo.

O erro máximo permissível para qualquer distância da referência zero do peso de imersão até a escala graduada do peso não pode exceder ±0,5 m. Se a precisão das graduações da escala precisar ser certificada, a escala deve ser calibrada usando-se um microscópio portátil com vernier ou um dispositivo de medição de referência similar, com uma incerteza com limites de confiança de 95 %, que não excede ±0,20 mm, em qualquer ponto de 0 a 500 mm.

5.6. Marcação de zero

A face inferior do peso deve agir como uma referência de zero para graduação do conjunto fita-peso de imersão.

5.7. Marcação da escala

As marcas da escala devem ser gravadas e não podem exceder a largura de ±0,50 mm.

As marcas da escala devem ser normais ao eixo principal do peso e deve ser uma projeção das distancias correspondentes do eixo do peso.

5.8. Marcação

Cada peso deve ter a seguinte marcação:

1. O número da norma ISO 4512
2. Qualquer marca oficial de conformidade necessária

6. Régua Ullage

6.1. Geral

A régua de ullage deve ser projetada e construída para uso combinado com a fita de imersão.

A régua de ullage pode ser graduada em mais de uma face, mas as graduações devem estar no mesmo nível em relação à referência de zero (zero datum) da régua. O normal é ter graduação somente em uma face.

As graduações na régua ullage que são gravadas abaixo da marca zero são suplementares às marcações da fita de imersão.

Não se pode combinar réguas ullage com réguas de detecção de água porque os seus pontos de referência zero são diferentes.

6.2. Material

As réguas ullage devem ser de material conveniente, resistente a faísca; o material típico é latão.

6.3. Construção

As réguas ullage devem ser fabricadas de uma barra tendo faces planas, sobre a qual é gravada a escala e todos os cantos são suaves.

O topo da régua ullage deve ser projetado para permitir a fixação firme da fita. A fixação não deve atrapalhar a precisão do conjunto completa fita-régua ullage.

6.4. Massa

A massa da régua ullage deve ser de, no mínimo, 0,6 kg, para manter a fita continuamente tensa, quando em uso.

6.5. Precisão da graduação

A régua ullage deve ser graduada em cm e mm, a partir da marca zero, aproximadamente no meio da régua para a face inferior da régua.

O erro máximo permissível para qualquer distância a partir da referência zero para qualquer outro ponto na escala graduada não deve exceder 0,5 mm. Quando a precisão das graduações da escala precisa ser certificada, a escala deve ser calibrada usando um microscópio portátil com vernier ou dispositivo de medição de referência similar com uma incerteza com limites de confiança de 95 %, que não exceda ±0,20 mm, em qualquer ponto de 0 a 500 mm.

6.6. Marca de zero

A marca de referência zero (zero datum) do conjunto fita e régua ullage deve estar na marca zero gravada na régua ullage.

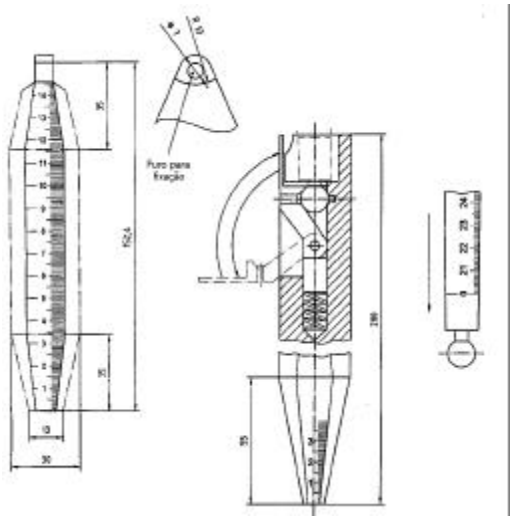


Fig. 10.3. Peso de imersão típico
Dimensões em mm

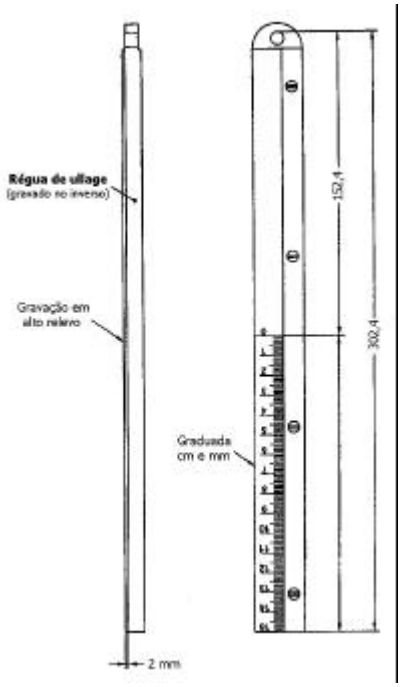


Fig. 10.4. Exemplo de uma régua ullage

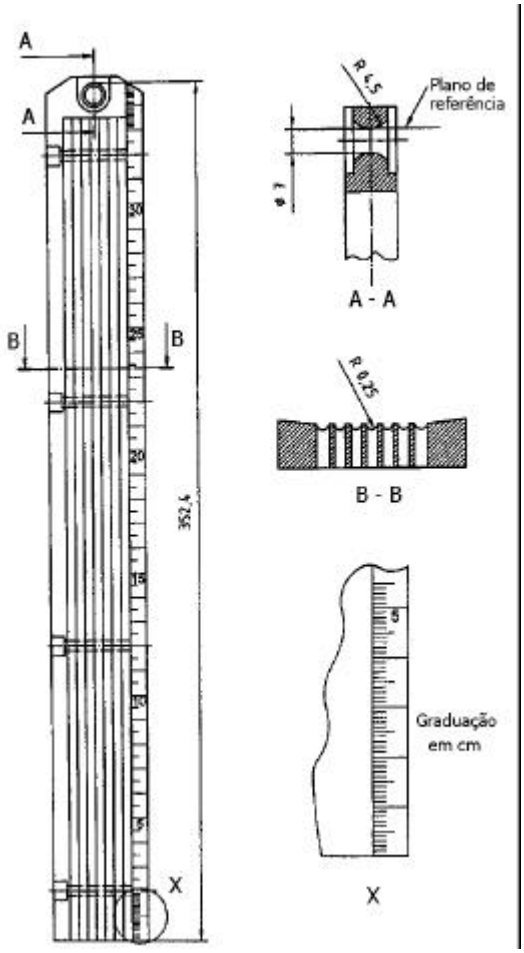


Fig. 10.5. Exemplo de uma régua detectora de água

6.7. Marcação da escala

As marcas da escala devem ser normais ao eixo principal do peso e deve ser uma projeção das distancias correspondentes do eixo do peso.

As marcas da escala devem ser gravadas e não podem exceder a largura de ±0,50 mm.

A marcação da escala deve ser normal aos cantos das faces da régua ullage.

6.8. Numeração

Cada marca principal de graduação deve ser feita para baixo, a partir do zero.

6.9. Marcação

Cada régua ullage deve ter a seguinte marcação:

1. Número da norma ISO 4512
2. Qualquer marca oficial de conformidade necessária.

7. Régua detectora de água

7.1. Geral

A régua detectora de água deve ser projetada e construída para uso combinado com a fita de imersão.

A régua detectora de água pode ser graduada em mais de uma face, mas as graduações devem estar no mesmo nível em relação à referência de zero (zero datum) da régua.

Nota: O normal é ter graduação somente em uma face.

As graduações na régua detectora de água devem ser gravadas a partir da marca zero da régua.

As graduações não são precisam ser diretamente relacionadas com as graduações da fita de imersão fixada nela, porque a régua detectora de água normalmente é maior do que o peso padrão combinado com a fita.

Não se pode combinar réguas ullage com réguas de detecção de água porque os seus pontos de referência zero são diferentes.

A régua detectora de água é projetada para uso com pasta detectora de água.

Nota: a informação na detecção de interface por meio da pasta detectora de água é dada na norma ISO 4511.

7.2. Material

A régua detectora de água deve ser de material conveniente, resistente a faísca; como o latão. O espaçador e o conjunto externo devem ser feitos de material não condutor, plástico transparente que deve ser resistente aos produtos que entrarão em contato com ele.

9.3. Construção

Os espaçadores plásticos transparentes devem dimensionados de modo que não apresentem perigo potencial eletrostático e ainda devem permitir a reação da pasta detectora de água, que deve ser observada através da régua.

A área da superfície de qualquer espaçador plástico deve ser menor que $2,8 \times 10^{-3}$ m^2

O topo da régua detectora d'água deve ser projetado para permitir a fixação firme da fita. A fixação não deve atrapalhar a precisão do conjunto completa fita-régua detectora d'água.

7.4. Precisão da graduação

A régua detectora d'água deve ser graduada em cm e mm, através de todo seu comprimento de trabalho, tipicamente de 350 mm.

O erro máximo permissível para qualquer distância a partir da referência zero para qualquer outro ponto na escala graduada não devem exceder 0,5 mm. Quando a precisão das graduações da escala precisa ser certificada, a escala deve ser calibrada usando um microscópio portátil com vernier ou dispositivo de medição de referência similar com uma incerteza com limites de confiança de 95 %, que não exceda ±0,20 mm, em qualquer ponto de 0 a 500 mm.

7.5. Marcas da escala

As marcas da escala devem ser normais ao eixo principal do peso e deve ser uma projeção das distancias correspondentes do eixo do peso.

As marcas da escala devem ser gravadas e não podem exceder a largura de ±0,50 mm.

A marcação da escala deve ser normal aos cantos das faces da régua.

7.6. Marcação

Cada régua detectora d'água deve ter a seguinte marcação:

Número da norma ISO 4512

Qualquer marca oficial de conformidade necessária.

8. Pasta detectora de interface

8.1. Geral

O nível de produtos de petróleo e o nível de qualquer interface óleo/água podem ser detectados por pastas indicadoras, que mudam a cor em contato com produtos voláteis ou água, respectivamente.

8.2. Pasta ullage

A pasta ullage, quando esparramada finamente em fita de imersão, peso de imersão e régua ullage, pode ser usada na medição do nível de produtos de petróleo voláteis, que não poderia dar uma medição clara do nível (corte), sem ambigüidade sobre a régua apropriada limpa.

A pasta ullage indica o nível por uma mudança clara e sem ambigüidade de cor.

A pasta ullage não deve exibir qualquer tendência para indicar nível rastejando para cima, ou seja, indicando um nível maior que o verdadeiro e assim dando uma menor ullage.

O uso de graxa ou giz no lugar de paste ullage apropriada não é permitido para medições requerendo a maior precisão. Níveis medidos por graxa ou giz podem indicar leituras vários milímetros maiores do que o nível verdadeiro.

8.3. Pasta detectora de água

Pasta detectora de água, quando espalhada em uma fina camada sobre peso de imersão ou régua detectora d'água pode ser usada na medição da profundidade de água livre abaixo de uma quantidade de produto de petróleo, armazenado em tanque ou container.

A pasta detectora d'água indica o nível através da mudança de cor de modo claro e não ambíguo.

A pasta detectora d'água não deve exibir qualquer tendência para indicar nível rastejando para cima, ou seja, indicando um nível maior que o verdadeiro.

9. Medidor eletrônico portátil

9.1. Geral

Os medidores eletrônicos portáteis de nível são geralmente multifunção, pois eles podem medir outros parâmetros tais como nível de qualquer interface óleo-água, temperatura, densidade, pressão, alem de medir o espaço vazio (ullage).

Este medidor é também chamado usualmente de trena eletrônica.

O método para seu uso para medição de nível é descrito na norma ISO 4511 e para medir temperatura na ISO 4268.

O medidor eletrônico portátil pode ser projetado para aplicações abertas, restritas ou fechadas. Quando usado para medir nível em tanques fechados e restritos, deve-se associar a válvula de bloqueio de vapor compatível.

9.2. Segurança

O sistema eletrônico no instrumento deve ser alimentado com baixa baterias de tensão. Todos os instrumentos do sistema de medição devem ter aprovação elétrica de segurança intrínseca (ou qualquer outra proteção compatível com a classificação da área, de conformidade com a IEC 60 079).

9.3. Construção, graduação e marcação

A fita principal de medição deve estar de conformidade com as especificações da fita de imersão (5.2, 5.3 e 5.6). A graduação da fita deve estar de conformidade com a especificação detalhada em 5.7, exceto que a tensão de referência para a fita deve ser igual à tensão que a fita irá experimentar devida à massa do sensor do medidor eletrônico portátil, quando a fita for suspensa verticalmente no ar (±10 %)

9.4. Invólucro e sensor

O invólucro do sensor deve ser construído com material que seja resistente a faísca. A massa do sensor deve ser suficiente para manter a fita sempre reta e tensa, quando em uso.

Nota: Se a fita do dispositivo de medição eletrônico portátil possui um revestimento

plástico (que pode também proteger os cabos de sinal ao longo dos cantos da fita), a massa do sensor deve ser muito maior que a da peso de imersão convencional, para garantir a fita sempre tensa, quando em uso.

Fig. 10.6. Trena eletrônica

9.5. Referência zero

A referência zero de um dispositivo de medição eletrônico portátil deve ser o ponto de reação em que o sensor detecta uma superfície de óleo, quando operando no modo ullage.

Como o sensor eletrônico geralmente precisa ser protegido de dano mecânico, a referência zero do conjunto fita-sensor geralmente não é a superfície inferior do sensor do dispositivo de medição eletrônico portátil. Assim, a referência zero não será diretamente verificável sem a suspensão vertical na superfície do líquido. Nestas circunstâncias, a referência zero deve estar em uma distância fixada (pelo fabricante) da face inferior do sensor do dispositivo de medição eletrônico portátil.

9.6. Precisão da medição

O erro máximo permissível para qualquer medição feita com o medidor eletrônico portátil não deve exceder os limites especificados para os conjuntos tradicionais de fita-peso, como detalhado em 5.9, exceto que uma tolerância adicional de 0,5 mm deve ser permitida para a histerese do ponto de reação do sensor.

Nota: Esta tolerância adicional não deve ser interpretada como se a medição do medidor eletrônico portátil fosse menos precisa que a feita com o conjunto tradicional fita-peso de imersão. Alguma histerese é inevitável e a tolerância da histerese é equivalente a parte da tolerância da repetitividade da medição para os procedimentos tradicionais definidos na ISO 4511.

A incerteza rastreável certificada para limites de confiança de 95 % do instrumento de medição de referência usado para verificar o erro máximo permissível de um medidor eletrônico portátil não deve exceder ±0,5 mm para qualquer distância entre 0 e 30 m.

A precisão de calibração de cada medidor eletrônico portátil deve ser verificada antes do primeiro uso e depois, em intervalos regulares; por exemplo a cada 6 meses.

Nota: Tipicamente, a verificação consiste de dois passos:

A distância entre a referência de zero (ponto de reação de óleo do sensor) de uma graduação conveniente na fita do medidor eletrônico portátil (e.g., graduação de 300 mm) deve ser verificada usando um microscópio móvel com vernier ou um dispositivo de medição de referência similar (com a incerteza com limites de confiança de 95 % não excedendo ±0,20 mm em qualquer ponto até 500 mm), quando o sensor do medidor eletrônico portátil é suspenso verticalmente imerso em uma superfície de líquido hidrocarbono leve (e.g., querosene). Onde aplicável, para verificar o ponto de reação de água do sensor do medidor eletrônico portátil, pode-se repetir o procedimento com o sensor suspenso verticalmente em uma superfície de água.

A distância da marca de graduação escolhida da fita para uma série de outras marcas de graduação em intervalos aproximados de 5 m deve ser verificada por comparação direta com uma fita mestre de referência ou outro padrão (com a incerteza com limites de confiança de 95 % não excedendo ±0,25 mm em qualquer ponto até 30 m), quando a fita é suportada horizontalmente em sua tensão e temperatura de referência. Alternativamente, a fita do medidor eletrônico portátil pode ser suspensa verticalmente no ar de modo que a tensão é exercida por causa da massa da fita e do sensor.

Se a superfície do sensor do medidor eletrônico portátil puder ser usada como referência para determinar, a altura de referência do tanque, a distância da parte inferior do sensor para uma marca escolhida na

escala da fita pode ser verificada diretamente, usando-se um microscópio portátil com vernier ou outro padrão de referência similar, com uma incerteza de medição com limites de 95 % de confiança não excedendo ±0,20 mm em qualquer ponto até 500 mm, com a fita do medidor eletrônico portátil e sensor suspensos verticalmente no ar.

9.7. Escala de leitura do medidor eletrônico portátil

O medidor eletrônico portátil projetado para usar através de uma válvula de bloqueio de vapor deve ter uma escala graduada para comparar com a sua fita de imersão.

As marcas de graduação da escala devem de largura uniforme e não mais que 0,5 mm e devem ser perpendiculares à borda da fita.

A distância da discrepância entre o centro da marca de leitura da escala e o ponto do medidor eletrônico portátil que corresponde ao ponto de referência de medição (ou superfície de referência da válvula de bloqueio de vapor) deve ser pré-estabelecido e deve ser especificado pelo fabricante. O erro máximo permissível para esta discrepância não deve exceder ±0,2 mm.

9.8. Continuidade elétrica

Deve haver continuidade elétrica entre o invólucro do sensor e o dispositivo de enrolamento da fita. Um ponto de terra deve ser disponível no dispositivo de enrolamento para permitir o seu aterramento ao tanque, quando fazendo a medição.

9.9. Marcação

O corpo do dispositivo de enrolamento de cada medidor eletrônico portátil deve ser marcado com o seguinte:

1. Número desta norma ISO 4512
2. Número de série

Adicionalmente, a fita graduada do medidor eletrônico portátil deve ser marcada com o seguinte:

1. Condições padrão de calibração:
2. Temperatura, padrão 20 ^{o}C
3. Tensão aplicada na calibração, normal 10 ou 15 N
4. Qualquer marca oficial necessária de conformidade

10. Válvula de bloqueio de vapor

A válvula de bloqueio de vapor deve ser projetada e construída para permitir a medição e a retirada de amostras de tanque vedado a vapor com o tanque sob pressão e com o mínimo de perda de vapor. A válvula de bloqueio de vapor deve ser apropriada para uso em pressões especificadas de pressão, com a devida margem de segurança.

A válvula de bloqueio de vapor consiste de um corpo flangeado ou rosqueado com uma válvula esfera vedada a vapor na parte inferior e uma tampa de conexão rápida ou rosqueada no topo. O diâmetro da válvula esfera deve ser grande suficiente para permitir a passagem do medidor de nível.

A tampa é removida para permitir a instalação de um medidor eletrônico portátil com um conector casado.

Quando a válvula de bloqueio de vapor é usada para dar acesso ao medidor eletrônico portátil, deve-se evitar o fechamento da válvula até que a fita e o sensor tenham sido totalmente passados.

Materiais de selo e gaxetas formam parte da válvula de bloqueio de vapor e devem ser resistentes aos produtos de petróleo nas fases líquida e de vapor. Deve haver continuidade elétrica entre a estrutura do tanque e a fita do medidor instalado através da válvula de bloqueio de vapor.

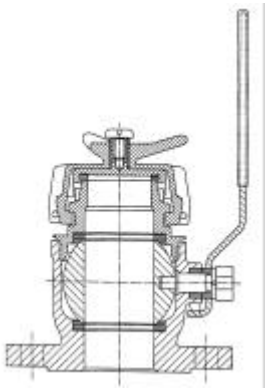


Fig. 10.7. Válvula de bloqueio de vapor

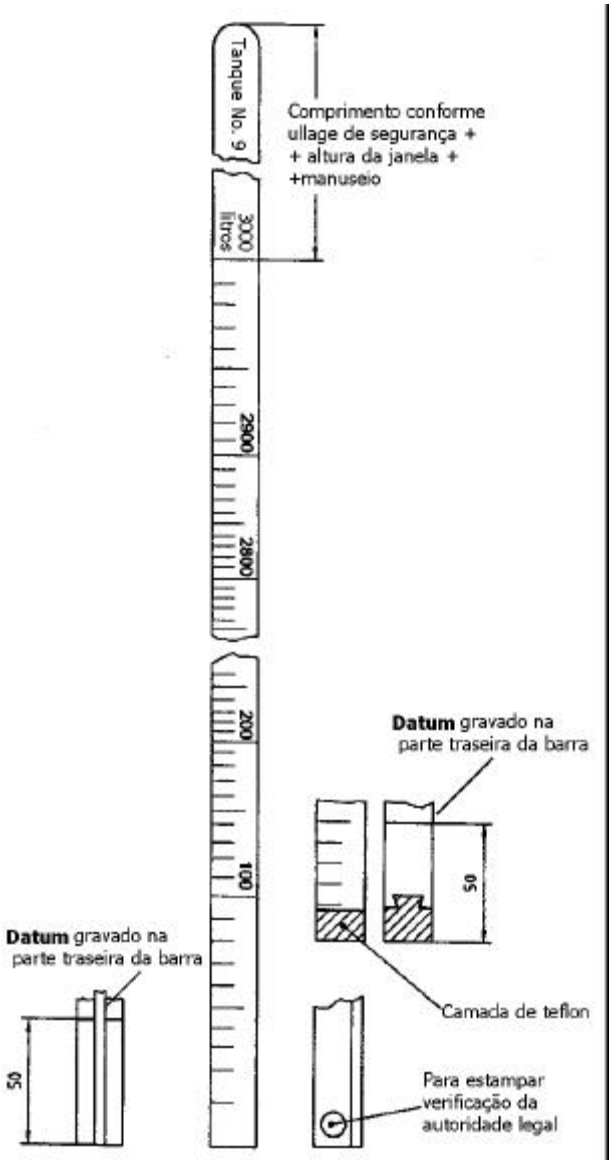


Fig. 10.8. Barra de imersão volumétrica típica

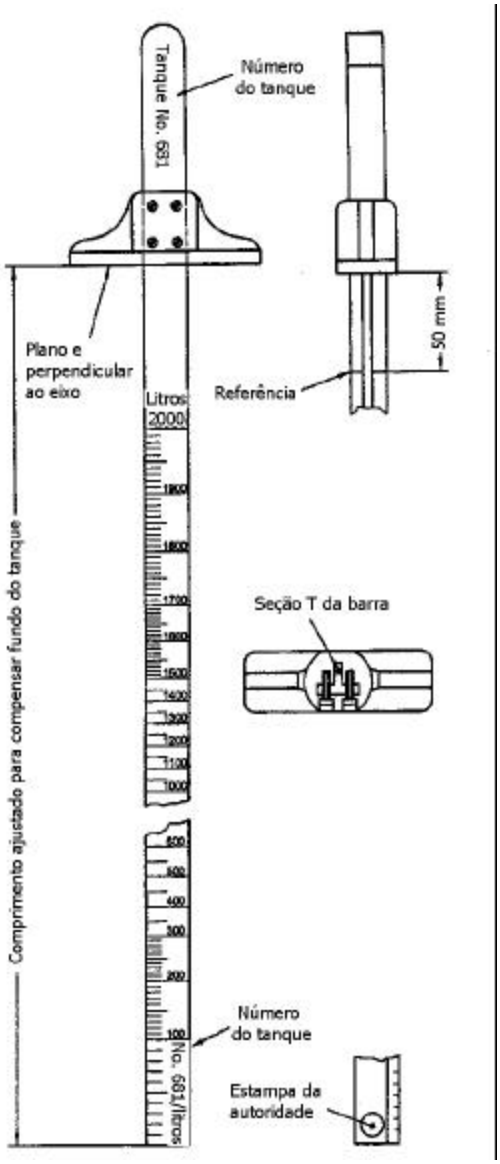


Fig. 10.9. Barra ullage volumétrica típica

11. Medição Automática

1. Introdução

O nível pode ser medido de modo manual ou automático.

A medição automática é contínua e com nenhuma ou com uma mínima interferência do operador.

As principais vantagens da medição automática de nível são:

1. Feita com a mínima intervenção do operador e por isso sujeita a menor variabilidade.
2. Operador pode se ocupar de funções mais nobres do que a de fazer a medição rotineira de nível.
3. Operador não necessita ir ao topo do tanque fazer medição, se expondo às intempéries e às emanações dos produtos.
4. O sinal de medição automática pode ser facilmente integrado a outros sistemas da empresa, como faturamento, contabilidade, produção, Receita Federal, sistema de medição fiscal.

As desvantagens da medição automática de nível são:

1. O sistema de medição, composto de sensor, condicionador e mostrador, precisa ser calibrado periodicamente.
2. Geralmente a aquisição e manutenção do sistema automático de nível são mais caras.
3. O sistema de medição precisa ser validado para a Receita Federal ou outros órgãos governamentais, como ANP.
4. O sistema de medição automática é mais complexo, requer maior treinamento e envolvimento do operador.

As normas que tratam da medição automática de nível são:

1. *OIML R 85 (1998): Medidor automático de nível para medir o nível de líquido em tanque de armazenagem fixo*
   Parte 1: Exigências metrológicas e técnicas – Testes
   Parte 2: Formato do relatório de teste
2. *ISO 4266 (15 DEZ 1994): Petróleo e produtos líquidos de petróleo – Medição direta de temperatura e nível em tanques de armazenagem – Métodos automáticos*

2. Exigências metrológicas

2.1. Componentes do medidor

Um medidor automático de nível é constituído, no mínimo, de:

1. Um elemento detector do nível do líquido
2. Um instrumento transmissor
3. Um instrumento mostrador

2.2. Materiais

Todos os materiais usados no medidor automático de nível devem ser de boa qualidade e adequados para sua aplicação.

2.3. Instrumento de indicação

As unidades de medição autorizadas são as do SI (Sistema Internacional de Unidades). Indicações do innage ou ullage devem ser em unidade de comprimento, acompanhada do nome ou símbolo da unidade. Pode-se usar a indicação de informação não-metrológica, desde que não seja confundida com a informação metrológica.

Intervalo da escala não pode exceder 1 mm.

Para uma indicação analógica, a distância entre marcas sucessivas da escala não podem ser menores que 1 mm.

Um medidor automático de nível pode ter mais de um dispositivo de indicação. Normas nacionais podem requerer uma saída para ligação com um indicador local no tanque.

Pode haver um indicador adicional ao medidor automático de nível.

Uma indicação remota deve ser identificada de modo claro com relação ao medidor automático de nível que ela pertence.

Por motivos metrológicos, deve ser disponível uma indicação do innage ou ullage,

dependendo do princípio de medição do medidor automático de nível.

2.4. Erros máximos permissíveis

O medidor automático de nível é classificado conforme sua precisão em

Classe 2

Aplicável a todo tanque não refrigerado, dentro do escopo da norma.

Classe 3

Aplicável apenas a tanque com fluido (hidrocarboneto) refrigerado.

Os erros máximos permissíveis relativos e absolutos, positivos e negativos, nas condições de operação especificadas, estão mostrados na Tab. 1.

Tab.1. Classes de precisão

	Classe de Precisão	
	2	**3**
A	±0,02%	±0,03%
B	±0,04%	±0,06%
C	2 mm	3 mm
D	3 mm	4 mm

Os erros máximos permissíveis da Tab. 1 se aplicam a

1. Indicação de um innage ou ullage de acordo com o princípio de medição do medidor automático de nível.
2. Indicação de uma diferença entre dois níveis medidos em uma direção de operação.

Na Tab. 1, as linhas A e C se aplicam ao medidor automático de nível em si, antes de ser instalado no tanque, para aprovação do padrão e para verificação inicial. O erro máximo permissível é o valor maior de:

1. Valor absoluto calculado da linha A para a indicação correspondente
2. Valor absoluto da linha C

Na Tab. 1, as linhas B e D se aplicam ao medidor automático de nível, depois de ser instalado no tanque de armazenagem, para verificação inicial e subseqüente. O erro máximo permissível é o valor maior de:

1. Valor absoluto calculado da linha B para a indicação correspondente
2. Valor absoluto da linha D

O erro de histerese, quando mudando a direção do movimento do nível não pode exceder a :

2 mm Classe 2
3 mm Classe 3

Normas nacionais podem prescrever que a provisão do primeiro item de 3.4.2.1 seja aplicável à indicação de um dip.

A discriminação do medidor automático de nível em si deve ser tal que a variação da indicação de 1 mm, no mínimo, na ocorrência de uma variação no nível de:

2 mm Classe 2
3 mm Classe 3

Se um medidor automático de nível dá mais que uma indicação e impressão, cada indicação deve estar conforme com o erro máximo permissível da Tab. 1. A diferença entre quaisquer duas indicações não pode ser maior que 1 mm, sob condições estáveis de nível.

2.5. Campo de operação

O campo de operação é determinado pelas seguintes características:

1. Temperaturas mínima e máxima do liquido
2. Pressões mínima e máxima do liquido
3. Características do líquido e o meio acima do líquido
4. Densidades mínima e máxima do líquido e do meio acima do líquido
5. Capacidades mínima e máxima do medidor automático de nível

2.6. Condições especiais

As normas nacionais podem permitir o uso de um medidor automático de nível sob condições diferentes e fora das condições de operação especificadas, desde que sejam feitas as devidas correções dos valores medidos.

2.7. Equipamentos auxiliares

Equipamentos auxiliares, tais como alarme, desarme, não podem afetar os resultados da

medição e não podem ter características que facilitem o uso fraudulento.

2.8. Marcações

O medidor automático de nível deve ser marcado de modo legível e claro com as seguintes informações:

1. Nome do fabricante
2. Número de série e ano de fabricação
3. Marca de aprovação do modelo
4. Designação da classe de precisão
5. Faixas definindo o campo de operação
6. Qualquer outra informação requerida no certificado de aprovação do modelo

As marcas descritivas devem ser indeléveis e de um tamanho, formato e claridade que permitam a leitura fácil, nas condições de operação do medidor automático de nível. Elas podem ser agrupadas juntas em um local visível do medidor automático de nível em si ou em uma placa de dados fixada nele.

2.9. Marcas de verificação

O medidor automático de nível deve ter um local para a marca de verificação que seja visível e permita a aplicação fácil da marca. Deve ser impossível remover a marca sem danificá-la.

2.10. Selagem

Deve ser possível selar a placa de dados de marcação. A placa de marcação só pode ser removida sendo destruída. Deve-se selar as partes e componentes que possam afetar a precisão da medição e cujo acesso não seja autorizado pelo operador.

3. Exigências técnicas

3.1. Mecanismo de suspensão

Para facilitar as verificações do mecanismo do medidor e quando aplicável, o medidor automático de nível deve ter meios de permitir dar um movimento às peças de operação do medidor, quando necessário.

3.2. Posição estática

Se o elemento detector de nível pode ser posicionado estaticamente acima ou abaixo do nível do líquido, deve ser claro que a indicação não está apresentando uma medição real.

4. Exigências da instalação

4.1. Geral

O medidor automático de nível deve ser instalado atendendo as exigências dos equipamentos auxiliares, marcação, marcas de verificação e selagem.

A indicação deve ser facilmente acessível e legível.

Exceto no caso de tanques com alta pressão, o medidor automático de nível deve ser equipado e instalado de modo que possa ser facilmente verificado quando instalado no tanque.

Um medidor automático de nível deve indicar o nível (innage) ou continuamente ou quando solicitado.

Se existir certas regiões do nível do líquido no tanque onde não podem ser usadas indicações do medidor automático de nível em combinação com a tabela de calibração, os valores mostrados nestas regiões devem ser claramente identificados ou estas regiões devem ser claramente marcadas na tabela de calibração do tanque.

O elemento detector do nível do líquido deve estar próximo da abertura do medidor principal. O sensor deve ser instalado de modo que a operação correta não possa ser obstruída por obstáculo.

O elemento sensor do nível do líquido deve ser colocado de modo que nenhuma interferência mútua possa ocorrer durante a indicação, amostragem ou outras operações.

O elemento sensor do nível do líquido deve ser instalado de modo que a influência de redemoinho, turbulência, espuma, aquecimento assimétrico, vento e outros efeitos na detecção do nível sejam desprezíveis. Se necessário, deve-se usar alguma proteção.

O medidor automático de nível deve ser instalado no tanque de modo que a variação no comprimento de referência do medidor devido ao movimento da estrutura, fundo ou tampa do tanque seja minimizada ou compensada.

Nas condições de referência, o comprimento de referência do medidor não deve variar mais que 0,02% devido a variação na altura do líquido, pressão de vapor e influencia do teto ou plataforma.

Em especial,

1. Medidor automático de nível localizado no topo do tanque deve ser montado em um tubo suporte de construção adequada se a parte superior do tanque é abaixada mais de 0,02% da altura do tanque, quando o tanque

estiver completamente cheio do líquido com densidade de 1 000 kg/m^3 ou de densidade maior do campo de operação, o que for maior.

2. O tubo suporte deve ser fixado de modo que seu movimento vertical com relação ao ponto de referência do nível seja menor que 0,02% do nível medido.

Se usado, o detector de correção deve ser situado do modo que um valor confiável seja obtido das propriedades que se quer medir. Se necessário, deve se instalar mais de um detector, para se obter o valor médio correto.

A expansão termal da estrutura do tanque ou se aplicável, do tubo suporte, deve ser tal que o desvio total para uma variação de temperatura de 10 ^{o}C caia dentro do erro máximo permissível para o medidor automático de nível instalado ou se necessário, seja compensado.

Medidor automático de nível localizado ao nível do olho deve ser fixado a um ponto estável da estrutura do tanque ou à terra por um suporte rígido.

5. Exigências para medidor eletrônico

5.1. Geral

Um medidor automático de nível eletrônico deve ser projetado e fabricado de modo que, quando exposto a distúrbios, não haja ocorrência de falha significativa ou a falha significativa seja detectada e o operador tome as providências cabíveis. O fabricante decide qual alternativa escolher.

Se uma falha significativa é detectada, uma indicação visual ou sonora deve ocorrer automaticamente e deve continuar até que o usuário tome ação ou a falha seja corrigida.

6.2. Facilidade de verificação

Deve ser possível determinar a presença e o funcionamento correto de facilidades de verificação.

Se a falha de um elemento de indicação do mostrada pode causar uma falsa indicação, então o instrumento deve ter uma facilidade de teste da indicação, que mostre todos os sinais relevantes do indicador, quando requerido, em seus estados ativo e não ativo para um tempo suficiente e sejam facilmente observados pelo operador.

No inicio e fim da medição, todos componentes de armazenagem de dados devem ser verificados automaticamente para certificar que os valores de todas as instruções memorizadas de modo permanente sejam corretas, através de:

1. Somando todas as instruções e códigos de dados e comparando a soma com um valor fixo
2. Vendo as linhas e colunas dos bits de paridade (LRC, VRC, ISO 2111)
3. Verificação cíclica de redundância (CRC 16, ISO 2111)
4. Dupla armazenagem de dados, ambas no mesmo código
5. Dupla armazenagem de dados, a segunda em código inverso ou desviado
6. Armazenagem de dados em código seguro, por exemplo, por check sum, bits de linha e paridade.

Porém, não é obrigatório que esta verificação seja feita com freqüência maior que uma por minuto, se a medição é automática.

Todos os dados relevantes da medição devem ser verificados se estão corretos sempre que forem transferidos ou armazenados internamente ou transmitidos para equipamentos periféricos por interface, por meios como: bit paridade, check sum, armazenagem dupla independente ou outra rotina handshake com retransmissão.

Nota: O uso apenas do bit de paridade não é suficiente no caso de armazenar ou ler os dados metrológicos para um medidor automático de nível eletrônico.

6. Controle metrológico

6.1. Aprovação de padrão

Aplicação para aprovação de padrão

A aplicação para aprovação do padrão deve incluir o número requerido de instrumentos (geralmente um a três) e os seguintes documentos e informações:

1. Características metrológicas incluindo uma definição do campo de operação, valores de referência, faixa de trabalho.
2. Desenhos de arranjos gerais e detalhes de interesse metrológico, tais como alarme, intertravamento, proteções, restrições, limites.
3. Uma curta descrição funcional do instrumento
4. Uma curta descrição técnica, incluindo, se necessário, diagramas esquemáticos do método de operação para processamento interno e troca

externa através da interface de dados e instruções

5. Modos de instalação
6. Todas outras informações metrológicas interessantes.

Avaliação do padrão

Os documentos submetidos devem ser examinados para verificar a conformidade com as exigências desta norma.

Deve-se fazer testes para estabelecer a confiança que as funções são realizadas corretamente de acordo com os documentos submetidos.

Os instrumentos devem ser submetidos para procedimentos de testes desta norma (Anexos A e B).

Se o teste completo do instrumento não é possível, pode-se fazer testes, de comum acordo com as autoridades legais,

1. Em uma configuração simulada
2. Em módulos ou com os principais componentes separadamente.

A avaliação do padrão deve ser feita geralmente no laboratório da autoridade. A autoridade pode requerer até três instrumentos instalados no local, para testes nas condições de operação e um teste de resistência de três meses em um instrumento instalado. Para estes testes no local deve se dar atenção às características dos líquidos medidos.

6.2. Verificação inicial

Deve-se fazer uma verificação inicial, em dois estágios, como segue:

Para o exame e teste do medidor automático de nível antes da instalação no tanque (exame preliminar),

1. O medidor automático de nível deve ser verificado para conformidade com o padrão aprovado.
2. Devem ser feitos testes na precisão, discriminação e histerese para verificar conformidade com as exigências da norma. Os testes devem ser feitos dentro das condições da operação de campo.

Para o exame da instalação e ajuste do medidor automático de nível no tanque:

1. verificar identificação da indicação remota, diferença máxima de 1 mm se houver mais de uma indicação e a instalação correta.
2. verificar se as condições do tanque satisfazem as características do campo de operação especificado.

As condições de operação reais devem ser verificadas. Se a legislação nacional permite o uso de um medidor automático de nível sob condições fora as condições de operação especificadas, toda informação necessária para fazer as correções necessárias deve ser dada para o usuário.

O método de teste deve estar de acordo com o Apêndice D desta norma. O instrumento deve permanecer dentro dos erros máximos permissíveis especificados para medidor automático de nível instalado no tanque.

O instrumento deve ser estampado e selado de acordo com a legislação nacional.

6.3. Verificações subseqüentes

É recomendado se fazer verificações periódicas com um intervalo de validade de um ano.

O medidor automático de nível deve ser inspecionado e examinado para estabelecer que esteja em ordem correta de operação.

7. Procedimentos de teste

7.1. Testes de desempenho

Geral

Estes testes são feitos nos instrumentos antes de serem instalados no tanque.

O equipamento sob teste deve estar limpo e livre de umidade. Ele deve ser montado e colocado em operação de acordo com as especificações do fabricante antes de começar o teste. O equipamento sob teste deve estar em operação normal, durante todo o teste. O equipamento sob teste deve ser totalmente verificado após o término de cada teste e deve-se deixar um tempo suficiente para recuperação.

Os testes devem ser feitos nas condições normais de teste. Quando o efeito de um fator está sendo avaliado, todos os outros fatores devem ser mantidos relativamente constantes, em um valor próximo às condições de referência. As condições de referência para este objetivo são:

1. $20 \pm 5\ ^{o}C$
2. pressão atmosférica ambiente (101,325 kPa)
3. umidade relativa de 60 ± 15 %
4. tensão nominal.

O ambiente eletromagnético do laboratório não deve influenciar os resultados do teste.

A temperatura é considerada constante quando a diferença entre as temperaturas extremas notadas durante o teste não deve exceder 5 ^{o}C e a taxa de variação não deve exceder 5 ^{o}C por hora.

Quando sujeito ao efeito de fatores de influencia, como fornecido em A.2, o instrumento deve continuar a operar corretamente e as indicações devem estar dentro dos erros máximos permitidos.

Precisão

Constituir níveis aumentando de 0 até um valor próximo da faixa de medição e depois aplicar diminuindo. Quando determinando o erro intrínseco inicial, no mínimo, dez (10) níveis devem ser selecionados e para outras determinações, no mínimo, três (3) níveis devem ser selecionados. Das indicações do medidor automático de nível o erro da medição de nível do medidor e de todas as diferenças de nível devem ser calculadas pela comparação com um padrão certificado.

Discriminação

Constituir três níveis diferentes, igualmente distribuídos na faixa de medição, subindo e descendo. De uma posição estável, o nível deve ser variado na mesma direção com o valor de sub-cláusula 3.4.3, de acordo com a classe de precisão. A alteração da indicação deve ser notada.

Histerese

Este teste deve ser feito em três níveis diferentes, igualmente distribuídos entre o primeiro de verificação e o limite da faixa de medição, altura superior e inferior de acordo com o movimento do medidor automático de nível.

Começando de um valor próximo a zero, aumentar o nível sobre uma distância de, no mínimo, 1/5 da faixa de medição, permitindo a estabilização e lendo a indicação. Depois, aumentar o nível sobre 1/10 da faixa de medição e depois disto, abaixar o nível até o primeiro nível estabilizado ser atingido. De novo, permitir a estabilização e ler a indicação. Fazer esta seqüência duas vezes mais, agora começando do nível estabilizado anterior.

Repetir estas medições, começando de um valor próximo da faixa de medição e fazer o mesmo, invertendo a direção dos movimentos. Avaliar o erro.

Instrumentos com mais de uma indicação

Se o instrumento tem mais de uma indicação, as indicações dos vários equipamentos devem ser comparadas durante os testes de desempenho e devem estar de conformidade com 3.4.4.

7.2. Testes do fator de influência

Estes testes têm o objetivo de garantir que o instrumento irá funcionar como pretendido, dentro das condições de operação especificadas. Estes testes são obrigatórios para qualquer medidor automático de nível, eletrônico ou não.

Temperaturas estáticas

O teste consiste de expor o equipamento sob teste a temperaturas constantes por um período de 2 horas depois que o equipamento sob teste tenha atingido a estabilidade de temperatura.

Para a temperatura alta, 55 ^{o}C deve ser tomado como uma regra geral, exceto para instrumento usado em ambiente fechado, quando deve-se considerar
40 ^{o}C. Para aplicações onde a temperatura excede muito de 55 ^{o}C por causa da radiação solar, o teste deve ser feito a 85 ^{o}C.

Para a temperatura baixa, -25 ^{o}C deve ser tomado, exceto para instrumento usado em ambiente fechado, quando deve-se considerar +5 ^{o}C. Para aplicações em áreas com baixa temperatura, o teste deve ser feito a -40 ^{o}C.

Os seguintes testes devem ser feitos após o período de 2 horas:

1. Teste de precisão em 3 níveis: alto, médio e baixo.
2. Teste de discriminação em um nível qualquer dentro da faixa de medição
3. Teste de histerese em um nível qualquer dentro da faixa de medição

Os testes devem ser feitos na seguinte seqüência:

1. Na temperatura de referência
2. Na temperatura alta especificada
3. Na temperatura baixa especificada
4. Na temperatura de referência

A mudança da temperatura não deve exceder 1 ^{o}C/min, durante o aquecimento e o resfriamento.

A umidade absoluta da atmosfera do teste não deve exceder 0,020 kg/m^{3}, a não ser que o manual de operação dê especificação diferente.

Calor amortecido, estado de regime (não aplicável a equipamentos usados internamente)

Este teste pode ser omitido se o calor de amortecimento, teste cíclico é estendido para 6 ciclos.

O teste consiste de expor o equipamento sob teste a uma temperatura constante de 40 ^{o}C e uma umidade relativa de 93 % por um período de 4 dias. O manuseio do equipamento sob teste deve ser tal que nenhuma condensação de água ocorra nele.

Durante o quarto dia, os seguintes testes devem ser feitos:

1. Teste de precisão em 3 níveis: alto, médio e baixo.
2. Teste de discriminação em um nível qualquer dentro da faixa de medição
3. Teste de histerese em um nível qualquer dentro da faixa de medição

Calor amortecido, cíclico (não aplicável a equipamentos usados internamente)

O teste consiste de expor o equipamento sob teste a 2 ciclos de variação de temperatura entre 25 e 55 ^{o}C, mantida a umidade relativa acima de 95 % durante a variação de temperatura e fases de baixa temperatura e a 93 ± 3 % nas fases superiores de temperatura. Deve ocorrer condensação no equipamento sob teste durante o aumento da temperatura.

Durante a última fase de baixa temperatura, os seguintes testes devem ser feitos:

1. Teste de precisão em 3 níveis: alto, médio e baixo.
2. Teste de discriminação em um nível qualquer dentro da faixa de medição
3. Teste de histerese em um nível qualquer dentro da faixa de medição

Variação da tensão de alimentação alternada

O teste consiste de expor o equipamento sob teste a uma tensão de alimentação que varia entre 110 % de V e 85 % de V, onde V é o valor marcado no instrumento. Se a faixa de tensões (Vmin, Vmax) é marcada, então o teste deve ser feito em Vmax + 10 % e Vmin – 15%.

A variação de freqüência fica entre ±2 % da freqüência nominal do circuito de alimentação.

Onde um instrumento é alimentado por uma linha trifásica, as variações de tensão devem ser aplicadas para cada fase, sucessivamente.

Variação da tensão de alimentação contínua

O teste consiste de expor o equipamento sob teste aos limites das condições de alimentação especificadas.

Depois da estabilização nas condições de tensão especificadas, devem ser feitos os testes de precisão, discriminação e histerese.

Todas as funções devem operar como especificado.

8. Testes adicionais para instrumentos eletrônicos

8.1. Geral

Os testes devem ser feitos nas condições ambientais seguintes.

1. 20 ± 5 ^{o}C
2. Pressão atmosférica ambiente (101,325 kPa)
3. Umidade relativa de 60 ± 15 %
4. Tensão nominal.

Energizar o equipamento sob teste por um período suficientemente longo para atingir a estabilidade.

Os testes devem ser feitos enquanto o instrumento é colocado para medir um nível fixo.

8.2. Testes de distúrbio

Reduções rápidas de alimentação

Deve-se usar um gerador de teste capaz de reduzir a amplitude de um ou mais meio-ciclos da tensão alternada. O gerador de teste deve ser ajustado antes de ser ligado ao equipamento sob teste. As reduções da tensão principal devem ser repetidas 10 vezes com um intervalo mínimo de 10 segundos.

Severidade do teste:	Redução 100 %	50 %
Número de meio-ciclos	1	2

Picos de tensão (burst)

O teste consiste de expor o equipamento sob teste a picos específicos de tensão.

A configuração do teste, instrumentação e procedimento devem estar de conformidade com a norma
IEC 61 000-4-4.

O teste deve ser aplicado separadamente a:

1. Linhas de alimentação, usando o circuito de acoplamento em modo comum e uma interferência em modo diferencial.
2. Circuitos de entrada e saída e linhas de comunicação, usando o acoplamento capacitivo.

Severidade do teste: nível 2

Tensão de teste da saída com circuito aberto para

1. Linhas de alimentação: 1 kV
2. Sinal i/o, dados e linhas de controle: 0,5 kV

No mínimo, 10 picos positivos e 10 picos negativos, aleatoriamente defasados, devem ser aplicados em cada modo, como especificado.

Descarga eletrostática

O teste consiste de expor o equipamento sob teste a descargas eletrostáticas especificadas, diretas e indiretas. A configuração do teste, instrumentação e procedimento devem estar de conformidade com a norma IEC 61 000-4-2.

Para descargas diretas, deve-se usar a descarga de ar, onde o método da descarga de contato não pode ser aplicado.

No mínimo, devem ser aplicadas 10 descargas diretas e 10 indiretas. O intervalo entre descargas sucessivas deve ser de, no mínimo, 10 segundos.

Severidade do teste: nível 4

Tensão corrente continua menor ou igual a 8 kV para descargas de contato e 15 kV para descargas no ar.

Descarga indireta: menor ou igual a 8 kV.

É necessário consultar as normas IEC correspondentes, antes do teste.

Campos de RF e eletromagnéticos

O teste consiste de expor o equipamento sob teste a campos eletromagnéticos específicos na banda de freqüência de 26 MHz até e incluindo 1 000 MHz.

A configuração do teste, instrumentação e procedimento deve estar de conformidade com a norma IEC 61 000-4-3 e IEC 61 000-4-6).

Severidade do teste: nível 3.

Força do teste: 10 V/m

9. Deformação de Tanques

9.1. Tanque cilíndrico vertical

Para um tanque cilíndrico vertical, a redução relativa na altura do tanque (abaixando da parte superior da estrutura do tanque) devida ao enchimento completo com um líquido pode ser calculada usando a formula abaixo, onde:

$\Delta H/H$	Redução relativa na altura (%)
H	Altura de uma tanque (m)
D	Diâmetro do tanque (m)
g	Aceleração da gravidade (m/s^2)
ρ	densidade do líquido (kg/m^3)
μ	relação de Poisson (adimensional)
h_n	altura do enésimo curso do fundo (m)
wn	espessura do enésimo curso do fundo (mm)

Nota:

A relação de Poisson, μ, é a contração lateral dividida pelo alongamento (e.g., $\mu_{aço} = 3,3$)

9.2. Tanque cilíndrico horizontal

Para um tanque cilíndrico horizontal, o efeito do enchimento completo com um líquido pode ser calculado usando formulas que são desenvolvidas na norma ISO/TC 28/SC 3/WG 1.

9.3. Tanque esférico ou em forma de prisma

Para um tanque esférico e em forma de prisma, o efeito do enchimento completo com um líquido pode ser calculado usando formulas que são desenvolvidas na norma ISO/TC 28/SC 5/WG 1.

$$\frac{\Delta H}{H} = \frac{D\rho g}{4\mu E}\left[\frac{H}{w_1} + \frac{(H-h_1)^2}{H}\left(\frac{1}{w_2}-\frac{1}{w_1}\right) + \frac{(H-h_1-h_2)^2}{H}\left(\frac{1}{w_3}-\frac{1}{w_2}\right) + ... + \frac{(H-(h_1+h_2+...+h_{n-1})^2}{H}\left(\frac{1}{w_3}-\frac{1}{w_2}\right)\right]$$

10. Instalação e operação

10.1. Precauções gerais

Independente do equipamento usado para a medição do nível e temperatura do líquido, é recomendado que as seguintes precauções gerais sejam observadas, quando aplicável:

1. As medições de temperatura devem ser feitas ao mesmo tempo em que as medições de nível.
2. Estas leituras devem ser registradas ao mesmo tempo em que são feitas.
3. Quando são feitas determinações do volume do tanque antes e depois da movimentação de uma grande quantidade de líquido, o mesmo procedimento geral deve ser seguido em cada caso.
4. Todos os materiais em contato com o produto ou seus vapores devem ser quimicamente compatíveis com o produto, de modo que o produto não seja contaminado nem o equipamento afetado.
5. Equipamento instalado em navios deve ser testado no ambiente, conforme normas aplicáveis.

É recomendado que, para aplicações criticas de esferas de GLP, dois medidores de nível sejam instalados, o principal para a indicação e o secundário para alarme, embora ambos sejam disponíveis para indicação, se requerido. Eles devem ser instalados permanentemente e se houver indicações remotas na sala de controle, ambos devem ser transmitidos para a sala.

10.2. Precauções de segurança

As precauções de segurança, dadas abaixo, constituem boa pratica, mas a lista não é necessariamente completa. É recomendado que a lista seja lida em conjunto com outras normas de segurança. Estas precauções devem ser tomadas sempre que elas não conflitem com normas nacionais, que têm prioridade.

Todo equipamento de medição automática de nível e temperatura deve ser capaz de suportar a pressão, temperatura e condições ambientais específicas do projeto do tanque.

Todos os componentes elétricos usados em conjunto com o equipamento de medição automática situados em área classificada devem estar de conformidade com a classificação da área e devem estar de conformidade com as normas aplicáveis (p. ex., IEC 70-0).

Todas as partes metálicas do equipamento de medição montado no campo devem ser firmemente conectados a um terra elétrico, de modo que a resistência elétrica não seja maior do que o valor especificado pela norma nacional.

Quando se emprega equipamento com segurança intrínseca, o terra para tal equipamento é normalmente mantido separado de outros terras.

Todas as normas cobrindo entradas em áreas classificadas devem ser rigorosamente observadas.

Antes de um tanque contendo hidrocarboneto líquido ou material tóxico, um certificado livre de gás e uma permissão de trabalho devem ser obtidos.

As instalações e os equipamentos devem ser mantidos corretamente e devem ser feitas inspeções periódicas por pessoal competente.

Se forem usados materiais radiativos, devem ser observadas todas as normas concernentes.

Tanques de tetos flutuantes devem ser medidos da plataforma, mas em condições excepcionais, pode ser necessário descer o teto. Vapores tóxicos e inflamáveis podem se acumular acima do teto e se for necessário um operador descer para o teto, ele ser mantido sob observação, durante todo o tempo, por outro operador da plataforma do topo. É essencial que o operador que faz a medição e o observador estejam ambos equipados com toda segurança, inclusive com máscaras, quando:

1. O produto no tanque contiver H_2S ou mercaptano volátil.
2. O teto estiver em repouso sobre seu suporte ou não estiver totalmente flutuante.
3. Se o teto estiver descentralizado ou se o selo falhar freqüentemente.
4. Quando houver vapores presentes em concentrações perigosas.

Eixos rotativos podem entrar na instalação do medidor que estiver ligado efetivamente no espaço de vapor. Se um transmissor eletricamente energizado for ligado ao medidor,

deve haver um espaço ventilado entre o medidor e o transmissor.

Todos os condutores entrando em Zona 0 (dentro do tanque) devem ser protegidos contra flash-over, que pode ocorrer durante raios em tempestades.

11. Seleção do medidor

11.1. Geral

Os instrumentos de medição são requeridos para prover uma leitura local e equipados com transmissor para fornecer indicação remota. Os medidores automáticos de nível podem ser montados no topo ou perto do fundo do tanque. Eles podem também detectar interfaces de líquidos não miscíveis (óleo e água, por exemplo).

Para conseguir confiabilidade de operação, é essencial seguir todas as normas e recomendações de engenharia.

11.2. Mecânico ou elétrico

Os medidores automáticos de nível, na maioria dos casos, usam um dos seguintes princípios de operação:

1. Mecânica
2. Elétrica

Medidor mecânico

No medidor mecânico, o elemento sensor é normalmente uma bóia ou a potência para atuação do mecanismo é derivada diretamente da mudança no nível do líquido.

Medidor elétrico

No medidor elétrico, o elemento sensor de nível segue a variação do nível por meio de um servomecanismo.

11.3. Parâmetros de seleção

Os seguintes fatores devem ser considerados na seleção do sistema de medição de nível:

Grau de precisão requerido

O grau de precisão necessário depende da aplicação: medição interna, medição para transferência de custódia, medição de apropriação, medição para controle ou alarme.

Deve-se conhecer o mínimo incremento do nível do líquido indicado pelo medidor

A precisão de um medidor automático de nível deve estar de acordo com as exigências das normas nacionais.

A precisão da medição de nível está contida no Regulamento Técnico da ANP e na norma OIML R 85.

O fabricante deve estabelecer os erros típicos para o medidor em questão e, em adição, deve dar a variação na leitura do nível para o medidor que ocorrerá com as variações na densidade do produto e temperatura ambiente.

A precisão do medidor não pode ser afetada significativamente pela quantidade de fita ou fio enrolado e deve haver um mecanismo de contrabalanço nos sistemas de medição mecânica.

Se houver uma fita ou fio no sistema automático de medição de nível, é recomendado que o material da fita e fio tenha um coeficiente termal aproximadamente igual ao do material da estrutura do tanque.

Se o indicador automático de nível é provido com uma indicação remota, deve-se garantir a integridade dos dados apresentados. Se a indicação remota é usada por vários medidores automáticos de nível, o tempo de atualização da varredura de cada indicação deve ser considerado.

Se for usada uma indicação analógica, o comprimento do espaço entre duas divisões correspondendo a um incremento de 1 mm no nível do líquido não deve ser menor que 1 mm. Se o mostrador for digital, o digito final deve ser igual ao mínimo incremento.

Tolerância da precisão em termos de altura de líquido.

Devem ser consideradas as especificações do fabricante, relatórios de teste de competência, aplicações do medidor, exigências de normas e de órgãos governamentais.

Características do produto

Faixa de características do produto freqüentemente encontradas em serviço normal e os efeitos permissíveis de tais variações das características na precisão do medidor. Qualquer alteração futura no uso do tanque deve ser considerada.

Deve-se verificar a corrosividade, volatilidade, densidade, viscosidade e condutividade do produto cujo nível se quer medir.

Número de tanques

A escolha do medidor depende da quantidade de tanques envolvidos. Atualmente todas as medições devem ser integradas em uma base de dados relacional.

Quando se têm vários tanques, deve-se definir se as leituras serão compartilhadas em um único mostrador ou não. Deve-se definir se haverá leitura local e na sala de controle ou apenas uma delas.

Tipo do tanque

Quanto ao tipo de tanque, deve-se verificar se o tanque é refrigerado, aquecido ou usado na temperatura ambiente. Deve-se também conhecer a pressão do interior do tanque, se é atmosférica, vácuo ou pressão positiva (quanto?). Devem ser conhecidas: faixa de pressão e temperatura de operação, temperatura ambiente, turbulência na superfície e tipo de produtos a serem medidos.

Deve-se verificar o efeito no mecanismo do medidor e em sua montagem com relação à expansão termal da estrutura do tanque.

Uso de bóia

Variações na densidade do líquido no tanque irão afetar a imersão da bóia e como conseqüência, afetam a medição.

Normas brasileiras permitem o uso de bóia, em medição fiscal ou de apropriação, apenas para tanques pequenos (menor que 100 000 L).

11.4. Localização do medidor

O equipamento de medição automática deve ser localizado separadamente de qualquer facilidade de amostragem. A localização do medidor deve considerar as facilidades de amostragem.

O elemento detector do nível do líquido deve ser localizado de modo que nenhuma parte do elemento esteja menos que 500 m da estrutura do tanque. Em tanques de teto flutuante, o canto externo do elemento detector de nível deve estar o mais próximo possível de 500 mm do tanque.

O elemento detector de nível deve estar localizado próximo da boca de medição e deve ser acessível da plataforma de medição.

A mínima distância entre o elemento sensor de nível e a linha de centro da boca de medição e da boca de amostragem depende do tipo de equipamento e da instalação. Porém, deve-se ter cuidado em fixar estas distancias de modo que não haja interferência entre estes elementos e a medição manual ou a amostragem.

O elemento detector de nível do líquido do tanque deve estar afastado das conexões de entrada e saída para minimizar os efeitos de redemoinhos, correntes e turbulências provenientes destas fontes. Se isto não for suficientemente efetivo, o elemento detector deve ser protegido por meio de um tubo acalmador. Onde são instalados agitadores de tanque, o fabricante do medidor deve ser consultado.

A indicação local e os equipamentos auxiliares devem ser facilmente acessíveis para leitura e manutenção.

Ponto de montagem

Deve se dar atenção especial ao ponto de montagem do medidor no tanque, de modo que a distância entre este ponto e a referência não mude como resultado da distorção da estrutura do tanque causada pelo coluna hidrostática do produto. Assim, o medidor deve ser preferivelmente montado em um tubo suporte de construção adequada ou na parte inferior da estrutura do tanque.

Enquanto um tubo suporte de montagem seja preferido, especialmente para tanques grandes, a escolha final dependerá do tipo do medidor e se o tanque é de teto fixo ou de teto flutuante.

Se o medidor não está sendo instalado inicialmente, em novo tanque, é recomendado que os encaixes para se adequar um tipo preferido de medidor sejam incluídos no tanque no estagio de construção.

A placa de referência usada para a referência da medição manual deve estar abaixo da boca de medição o mais próximo possível do elemento detector de nível automático.

Uma placa de 500 x 500 x 8 mm de material resistente à corrosão com suportes horizontais e diagonais colocados não mais que 700 mm acima do fundo é a mais adequada.

Depois que o tanque é testado hidrostaticamente, deve-se verificar se o tubo suporte está torto e que os fios guia estejam em suas posições corretas antes de ajustar o medidor.

Qualquer instalação especial especificada pelo fabricante ou por normas deve ser seguida.

São incluídas figuras para ilustrar os princípios recomendados para instalar os medidores de nível e certos termômetros.

Medidores montados em tubos suportes

O tubo suporte usado para montar a tampa do medidor deve ter um mínimo de 200 mm diâmetro nominal. Ele deve ser fixado na parte inferior do tanque ou na parte superior, de modo que as recomendações desta norma sejam atendidas.

O tubo suporte deve ter uma ou mais fileiras de furos ou aberturas que devem se estender acima do nível máximo.

Se o tubo suporte é montado no fundo do tanque, sua massa deve ser distribuída no fundo do tanque de modo que não imponha uma carga acima do equivalente a 3 m de produto.

A montagem de uma placa para aumentar a resistência sob o tubo suporte é recomendada.

Medidores montados na estrutura do tanque

A braçadeira suporte para a cabeça do medidor e o tubo deve ser ligada à estrutura do tanque em uma altura típica de 2 m, em que a deflexão angular da estrutura do tanque da vertical devida ao enchimento seja um mínimo. As braçadeiras do tubo suporte devem ter guias deslizantes para garantir que o tubo do medidor seja, tanto quanto possível, independente dos movimentos da estrutura do tanque.

Os conduites da fita devem ser do tamanho especificado pelo fabricante e devem estar alinhados em todos os pontos para evitar a fita tocar ou roçar o interior do conduite. Se o conduite da fita horizontal requer guia lateral, um ponto para ancorar o guia é o topo da estrutura do tanque e outro ponto é o tubo acalmador usado para a medição manual.

Os conduites da fita devem ser tratados internamente para evitar a formação de ferrugem. Se necessário, deve se ter um reservatório de condensado para drenar qualquer condensado formado.

Tanque com teto fixo

Ver Fig. 3.1.

A montagem do medidor e qualquer conduite de fita em tanques de teto fixo deve ser tal que qualquer deflexão do teto do tanque com uma mudança na pressão de vapor ou deformação da parede devida às forças hidrostáticas não provoquem erros na medição.

Meios de isolação entre a tampa do medidor e a atmosfera do tanque devem ser considerados para permitir a tampa do medidor ser aberta sem perda da pressão do tanque.

Todos os componentes da tampa do medidor, elemento sensor e conduites associados devem ser capazes de suportar a pressão projetada do tanque, sem vazamento.

Tanque de teto flutuante

Ver Fig. 3.3.

Para novas instalações de tanque de teto flutuante, um tubo suporte deve ser instalado além da polia guia. Para tanques existentes, pode ser necessário usar a polia guia como tubo suporte.

A construção do tubo suporte não deve restringir o movimento vertical do teto.

As funções do tubo suporte, poço acalmador e polia guia podem ser combinadas em uma única construção.

Se um poço flutuador é requerido no teto flutuante para o elemento sensor de nível, ele deve ser construído de acordo com as exigências da instalação do fabricante do medidor. O poço deve permitir a medição dos níveis operacionais do líquido e deve ser construído de modo que as perdas de vapor sejam minimizadas.

Tanques com tampas flutuantes

Ver Fig. 3.4

Uma abertura na tampa deve ser fornecida para agir como um poço para o elemento detector de nível em tanques com tampas flutuantes. A abertura deve ser construída de acordo com as exigências da instalação fornecidas pelo fabricante do medidor e deve ter uma tampa adequada. É essencial que a tampa não produza nenhum atrito no sistema de medição e nem toque nele.

Tanque de alta pressão

Ver Fig. 3.5 e Fig. 3.6.

A instalação de medidores em tanques de alta pressão deve ser feita considerando as condições de operação. O elemento detector de nível pode precisar da proteção de um tubo acalmador ou deve se incluir outras características especiais recomendadas pelo fabricante.

Deve-se fazer inspeções e calibrações periódicas no medidor e possibilitar a manutenção sem interromper a operação do tanque. Isto envolve a instalação de uma válvula de isolação na entrada para o tanque com uma câmara acima dela, de modo que a leitura na tampa do medidor possa ser feita em um nível conhecido.

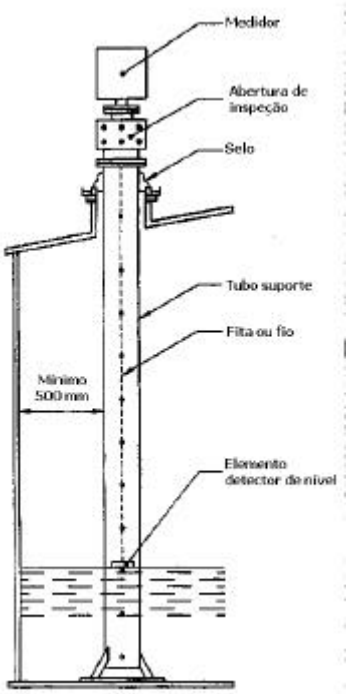


Fig. 11.1. Instalação de medidor automático de nível em um tanque de teto fixo

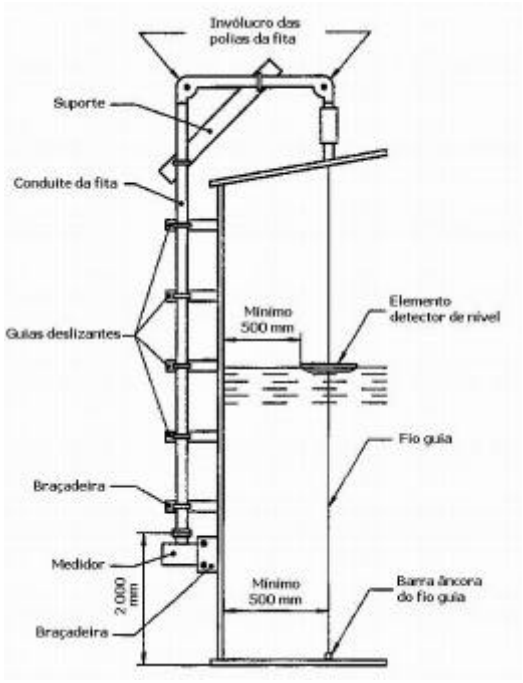


Fig. 11.2. Instalação de medidor automático de nível em tanque com teto fixo

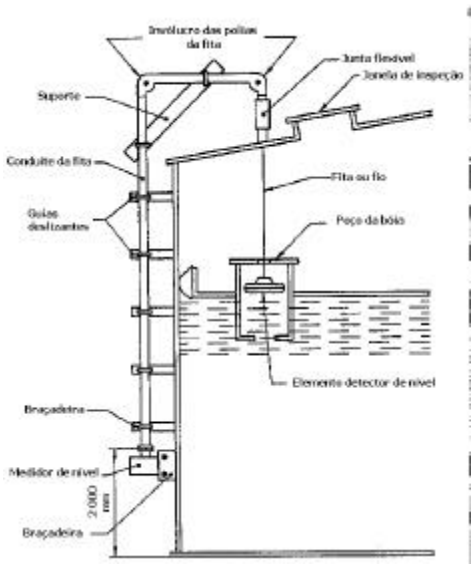


Fig. 11.3. Instalação de medidor automático de nível em tanque com teto flutuante

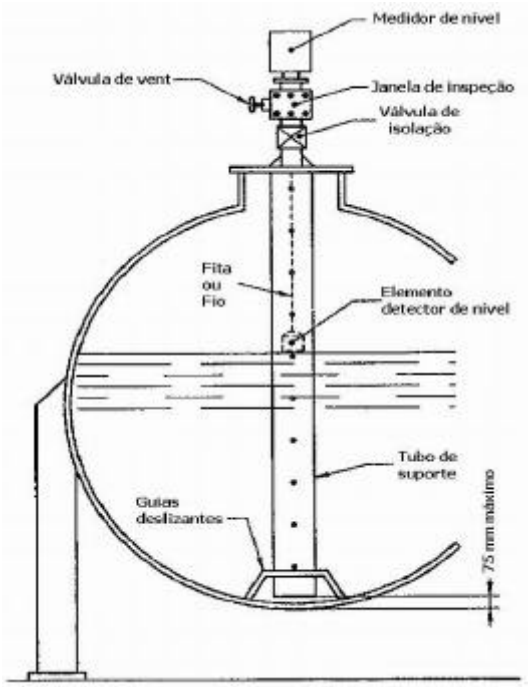


Fig. 11.5. Instalação de medidor automático de nível em tanque à alta pressão – Montagem no tubo de suporte

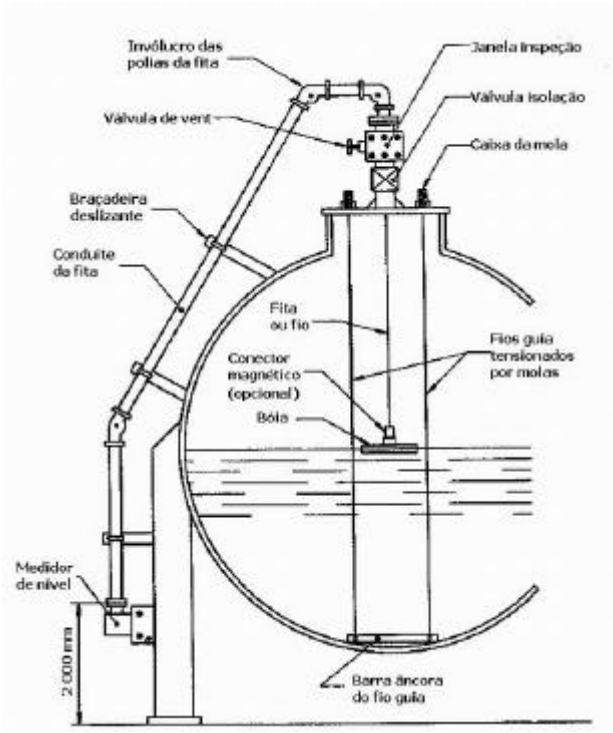


Fig. 11.6. Montagem na estrutura do tanque

12. Medidores da ANP

1. Mecanismos de medição

Os métodos de medição de nível são numerosos. Há dezenas de diferentes princípios de operação, alguns muito antigos e outros recentes e ainda não comprovados.

Os medidores industriais aceitos pela ANP são:

1. Bóia
2. Deslocador (displacer)
3. Radar
4. Ultra-sônico

1. Medidor com Bóia

A medição de nível por bóia é direta e extremamente simples e usada em tanque aberto para a atmosfera. A bóia ou flutuador está em contato direto com o líquido do processo e é presa por um cabo a um contrapeso, passando por uma polia.

Há sistema onde o próprio contrapeso estabelece o valor do nível Tem-se uma escala invertida de 100 a 0%. Quando o tanque está vazio, o flutuador está baixo, o contrapeso está na altura máxima. Quando o tanque está cheio, o flutuador está no topo do tanque e o contrapeso no ponto mais baixo.

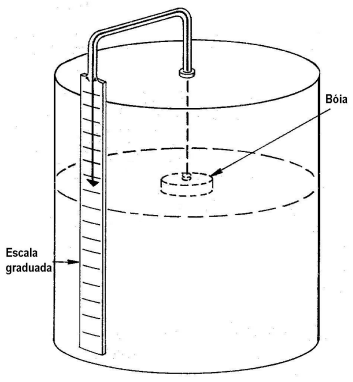


***Fig. 12.1**. Bóia ligada à régua*

Outros sistemas acoplam engrenagens mecânicas na polia, de modo que a rotação da polia estabelece o nível do líquido.

Há ainda a possibilidade de se acoplar um potenciômetro elétrico à polia, de modo que a rotação da polia estabelece a posição do terminal do potenciômetro, possibilitando a geração de um sinal elétrico dependente do nível.

O sistema de medição de nível com bóia pode ser aplicado a tanque pressurizado, quando se coloca um selo entre o processo e o indicador. Na maioria dos casos, o movimento da bóia é transferido para o mecanismo de indicação por acoplamento magnético ou por foles pneumáticos e links mecânicos.

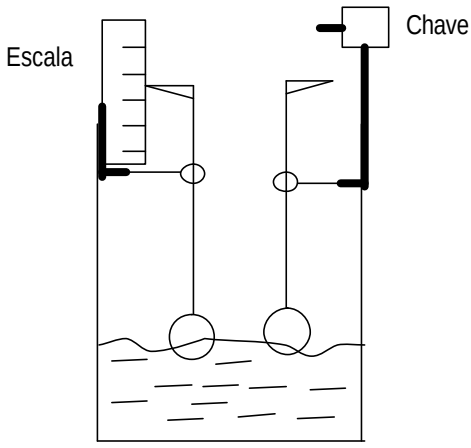


***Fig. 12**.2. Indicador e chave com bóia*

Finalmente existe a chave de nível, tipo bóia. Ou seja, tem-se o acionamento de elemento final de controle, diretamente pela posição de uma bóia de nível. Esse sistema é utilizado extensivamente a toda alimentação de água, em instalações caseiras. Quando o nível da caixa d'água atinge o seu máximo, ele eleva

a posição de uma bóia, que está acoplada mecanicamente a um dispositivo para abrir-fechar a tubulação de alimentação da caixa.

A bóia é importante porque pode ser associada com outros sensores de nível, como ultra-sônico e capacitivo.

Embora simples, os sistemas com bóia são de precisão media (±1% do fundo de escala) e são usados principalmente para proteção.

2. Medição com Deslocador

É também um método muito popular e conhecido. Seu princípio de funcionamento é a lei de Arquimedes, o da eureka: *quando um corpo é submerso em um líquido, ele perde peso igual ao peso do líquido deslocado*. O sistema de medição de nível por deslocador se resume na detecção e medição de um peso que varia com o nível.

Há quem chame esse sistema de medição de nível de medidor com flutuador. O nome é incorreto, pois, na realidade o elemento sensor não flutua, mas fica submersa no líquido cujo nível está sendo medido. Quem flutua é a bóia, também usada como sensor de nível, porém, com outro princípio de operação.

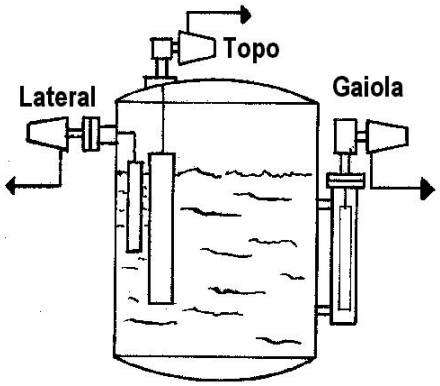


***Fig. 12.3**. Medição de nível com deslocador: topo, lateral e gaiola*

6.1. Deslocador fixo

O deslocador é suspenso de um transmissor de nível, que detecta a força (peso) variável. Quando o nível é mínimo, o deslocador está imediatamente acima do nível e totalmente fora do líquido. Seu peso é máximo e o sinal transmitido deve corresponder ao zero da escala de medição. Quando o nível sobe, o peso aparente do deslocador diminui, mantendo assim uma relação linear e proporcional entre o peso e o nível do líquido. Quando o nível atinge o valor máximo calibrado, o deslocador deve estar totalmente submerso. Nessa posição ele apresenta o mínimo peso aparente e o transmissor deve gerar sinal correspondente a 100% do nível.

Os problemas práticos que aparecem e devem ser superados são:

1. a selagem do sistema detector do transmissor com o tanque de processo, que não deve ter atrito, deve suportar as pressões e temperatura do processo e não sofrer corrosão do líquido.
2. o tipo de tomada de nível, geralmente feito através de flanges com face ressaltada. Há tomadas através de três tipos básicos: lateral, topo e de gaiola. A gaiola é uma extensão do tanque principal. Ela é usada para facilitar a retirada e manutenção do sistema e quando há muita onda no interior do tanque. Ela é limitada quando a pressão é elevada ou pode haver vazamentos.

o cálculo correto do peso e do tamanho do deslocador. As vezes, é conveniente adicionar ao sistema uma proteção ao transmissor, de modo que o peso do deslocador não lhe fique aplicado durante muito tempo.

O comprimento do deslocador nunca pode ser menor que o nível a ser medido.

A densidade do material do deslocador deve ser sempre maior que a densidade do líquido do tanque.

O desempenho do sistema com deslocador possui as seguintes características:

1. pode ser aplicado para medição de nível de líquido, interface do líquido-vapor, densidade de líquido, interface entre dois líquidos.
2. o sistema é simples, confiável e relativamente preciso.
3. como há uma grande variedade de materiais para a construção do deslocador e das braçadeiras de ligação com o transmissor, o sistema pode ser usado para medir líquidos corrosivos.

Como limitações tem-se:

1. Uso restrito para tanque não pressurizado
2. Aplicação apenas para líquidos limpos, pois não se pode ter deposição ou incrustarão de material no deslocador (alterando seu peso).
3. Dificuldades e restrições nos selos
4. Custo elevado, principalmente quando o deslocador é de material especial.

A precisão do sistema de medição de nível com deslocador fixo é tipicamente de ±0,5% do fundo de escala.

6.2. Deslocador móvel

É possível se medir nível com um deslocador móvel, em vez de fixo. Neste sistema o deslocador tem o formato de bóia e se move como se fosse uma bóia, acompanhando a superfície livre do líquido. Porém, o que faz ele se mover é um sistema de servomecanismo acoplado a ele. Quando o fio que aciona o deslocador se parte, ele vai para o fundo do vaso, pois ele é muito mais pesado que o líquido. Este sistema de medição de nível foi desenvolvida pela ENRAF.

O medidor de nível utiliza como elemento sensor um pequeno deslocador com densidade maior que a do líquido cujo nível é medido. O deslocador é suspenso por um cabo flexível que se enrola em um tambor de medição com ranhuras. Na condição de equilíbrio, o deslocador fica parcialmente imerso no líquido permitindo a sua aplicação em líquidos com turbulência na superfície e com variações de densidade do produto.

Um circuito integrador com ajuste de tempo permite a medição estável do nível, mesmo com turbulência na superfície do fluído, já que a ação do integrador proporciona um nível de leitura médio e preciso. Esta característica permite que os medidores de nível possam operar com precisão em tanques com agitadores e com altas vazões de bombeamento.

Utiliza-se o princípio de servomecanismo para eliminar os efeitos de atrito mecânico que prejudicam a sensibilidade e a precisão do sistema. O eixo do tambor de medição está acoplado a uma balança capacitiva de equilíbrio, que mede continuamente o peso aparente do deslocador, que é o seu peso real modificado pela força de empuxo exercida pelo produto sobre o deslocador parcialmente imerso.

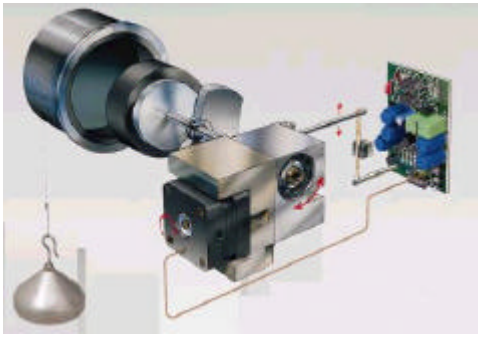


Fig. 12.4. Sistema de medição de nível com deslocador móvel

As variações de nível provocam alterações no peso aparente do deslocador, que são detectadas pela balança capacitiva de equilíbrio através do deslocamento das placas centrais. Variando sua capacitância em relação às placas laterais ativas, através de um circuito eletrônico com servomotor reversível. Este servo motor está acoplado ao eixo sem fim que aciona a coroa dentada e conseqüentemente, o tambor de medição, de modo a fazer subir ou descer o deslocador, até que seja obtida novamente a imersão correta.

A tensão mecânica do fio que sustenta o deslocador é igual à diferença entre o peso do deslocador e o empuxo correspondente ao volume do líquido deslocado pela parte submersa. Na balança de equilíbrio, as placas centrais são tensionadas por duas molas para contrabalançar a tensão do fio e manter o deslocador em equilíbrio. O peso do deslocador, mesmo quando totalmente imerso mantém o cabo de medição sempre tensionado.

O eixo do servomotor aciona o indicador mecânico de nível integral e o codificador óptico utilizado para transmissão remota de nível e temperatura.

Para a indicação remota do nível e temperatura os medidores são equipados opcionalmente com um transmissor integral. São disponíveis dois sistemas de transmissão: um para a transmissão individual ao indicador digital de nível e de temperatura instalado no pé do tanque via RS 422 e outro de freqüência por PWM (modulação de largura de pulso) onde todos os medidores são ligados ao receptor central seletivo.

13. Medição com Radar

1. Introdução

O sistema de medição de nível com radar usa ondas eletromagnéticas, tipicamente microondas na faixa de 10 GHz (banda X). Geralmente a medição é contínua e se aplica à medição de nível de líquido.

As emissões são de baixa potência, tipicamente menores que 0,015 mW/cm^2 pois as aplicações industriais requerem geralmente faixas menores que 30 m, que é uma distância pequena para a técnica de radar. Nesta faixa de energia, não há problema de saúde, segurança, licença ou considerações de contaminação. Os dispositivos envolvidos são os prosaicos transistores e diodos para gerar e detectar as microondas.

O sensor radar é montado no topo do vaso e é dirigido para baixo, perpendicular à superfície do líquido. Isto faz o sinal ser refletido da fonte para retornar diretamente para o sensor. O caminho do sinal é afetado pelo tamanho da antena.

***Fig. 13.1**. Medição de nível a radar*

2. Vantagens e desvantagens

As principais vantagens da técnica de medição de nível com radar são:

1. Pode medir nível de líquidos complexos (tóxicos, perigosos, sanitários)
2. Não requer licença legal (como o radiativo)
3. É uma medição sem contato
4. Apresenta alta precisão em faixa de 1,5 a 60 m.
5. A antena pode ser colocada externamente, totalmente isolada do processo.
6. A operação é verificável através do monitor
7. Nenhuma recalibração é requerida quando se altera as condições de processo, pois a mudança do líquido não afeta a velocidade e freqüência e processamento do sinal.
8. A operação do sistema pode tolerar revestimento do sensor, turbulência da superfície e espuma no líquido (melhor que laser e ultra-som).

Como desvantagem, tem-se

1. É a técnica de medição de nível mais cara.
2. Só é aplicada em processo com líquido limpo.
3. Não pode ser usado em aplicação com sólido, por causa do sinal fraco de reflexão.
4. Possui menor número de aplicações que o sistema com radiação nuclear.

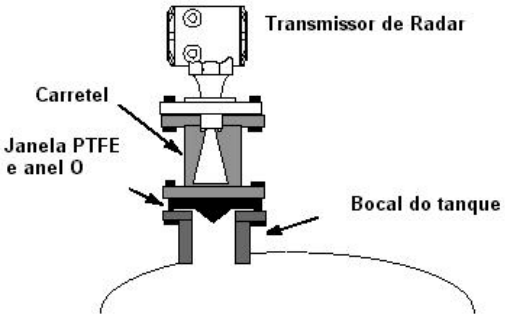


Fig. 13.2. Montagem do medidor a radar

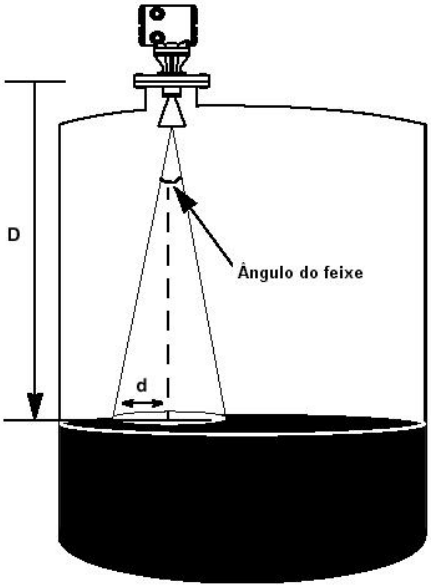


Fig. 13.3. Montagem do radar no tanque

Fig. 13.4. Montagem do radar no tanque

3. Influencia do vapor no radar

Para alguns produtos específicos, pode haver uma influencia mensurável na precisão da medição de nível, se a composição do vapor varia entre a condição de sem vapor até vapor totalmente saturado. Porém, não há influencia detectável se a variação do vapor é pequena.

Para estes produtos específicos, é suficiente que a pressão e a temperatura sejam medidas e o programa no Medidor de Tanque a Radar corrija a influência do vapor automaticamente. Isto é feito, por exemplo, quando se mede o nível de GLP.Gases que conhecidamente afetam a transmissão das ondas de radar são:

Oxido de propileno
Éter etílico
Éter propílico
Acetaldeido
Proionaldeido
Isotubiraldeido
Acetona
Metanol.
Amônia

Fig. 13.5. Sujeira incrustada no radar

4. Medidor de Tanque a Radar (RTG) da Saab

4.1. Descrição

O Medidor de Tanque a Radar, RTG, é um equipamento autônomo para medir distância. A distância e os cálculos do nível são feitos continuamente pelo sistema. Quando requerido por uma estação, o RTG pode enviar a informação de nível, status e outras informações para a sala de operação, via Barramento de Campo.

O RTG consiste de um **Transmissor** e uma **Unidade de Conexão do Tanque**. Várias diferentes Unidades de Conexão de Tanque para atender aplicações diferentes:

1. Medidor com Antena Cônica,
2. Medidor com Antena Parabólica,
3. Medidor em Tubo Acalmador e
4. Medidor de GLP (Gás Liquefeito de Petróleo).

4.2. Sistema TankRadar L/2

O sistema TankRadar L/2 da Saab é um sistema de monitoração e controle para medição de nível e temperatura de tanque. Nenhuma parte do equipamento está em contato físico com o produto no tanque e a antena é a única parte do medidor que está exposta à atmosfera do tanque. O medidor de nível a radar emite microondas na direção da superfície do produto no tanque. O nível é calculado através do eco do radar da superfície. O sistema TankRadar L/2 pode medir o nível de quase todo produto, incluindo betumem, óleo cru, produtos refinados, produtos químicos agressivos, GLP. Usando uma Unidade de conexão do Tanque conveniente, o medidor de nível de tanque TRL/2 pode medir qualquer tipo de tanque. Todos os dados medidos são apresentados para o operador pela Interface do Operador. Os dados processados são também disponíveis para uma conexão ao sistema de Gerenciamento de Inventário ou para um computador central da planta. O medidor de nível de tanque TRL/2 foi desenvolvido usando toda o conhecimento e experiência adquiridos dão sistema TankRadar L. Há uma inteligência distribuída em várias unidades do sistema. As unidades coletam continuamente e processam a informação. Quando um pedido de informação é recebido, uma resposta imediata é enviada com a informação atualizada. Todas as partes fornecidas para a montagem no topo do tanque pesam menos que 25 kg, tornando possível uma pessoa levar várias partes para a instalação no topo do tanque.

As Fig. 5.10 e Fig. 5.11 mostram um exemplo de um pequeno sistema medidor de nível de tanque TRL/2 e a Fig. 5.12 mostra um exemplo de uma configuração de sistema mais geral.

As partes básicas de um medidor de nível de tanque TRL/2 são:

O **Medidor de Tanque a Radar**, **RTG** (*Radar Tank Gauge*), que é um instrumento de medição de distância, independente e protegido contra explosão. Várias Unidades de Conexão de Tanque diferentes podem ser ligadas, para atender uma grande variedade de aplicações diferentes.

A **Unidade de Aquisição de Dados**, **DAU** (*Data Acquisition Unit*), que pode fazer interface de vários sensores e atuadores externos. Há duas versões de DAU: a DAU escrava e a DAU independente. A DAU escrava pode medir temperatura e a DAU independente pode medir temperatura e também pressão, interface de líquidos imiscíveis, chaves liga-desliga, atuadores. As duas versões de DAU são equipadas com um display a cristal líquido (LCD) opcional para fornecer leituras locais.

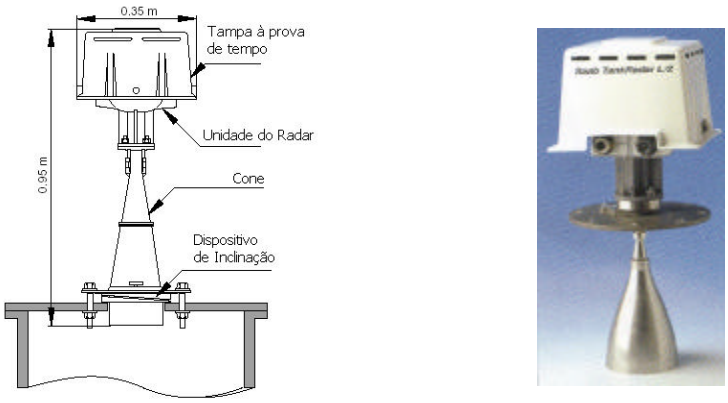


Fig.13.6. Radar com antena cônica

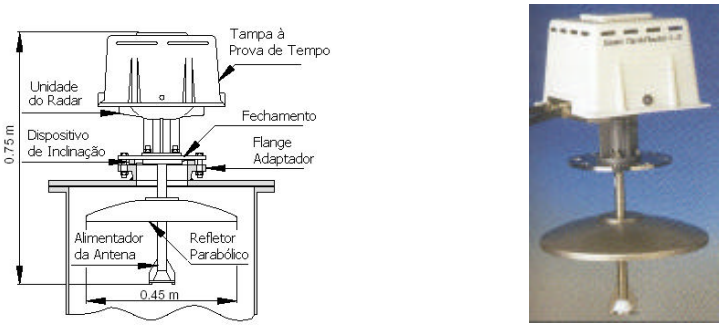


Fig. 13.7. Radar com antena parabólica

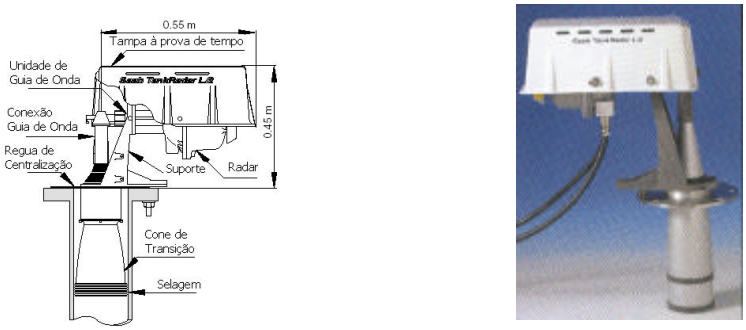


Fig. 13.8. Radar para tubo acalmador

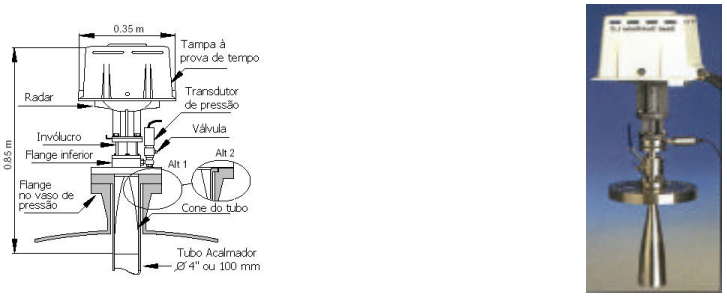


Fig. 13.9. Radar para GLP

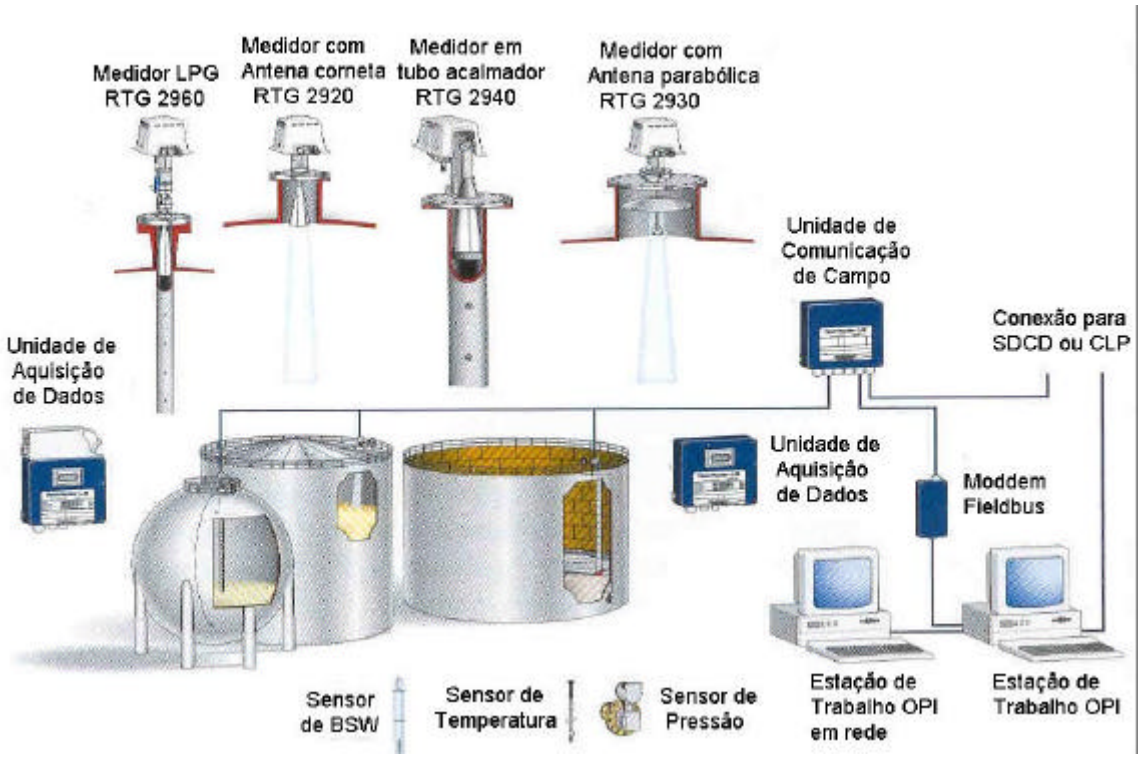


Fig. 13.10. Sistema típico com medição de nível a radar

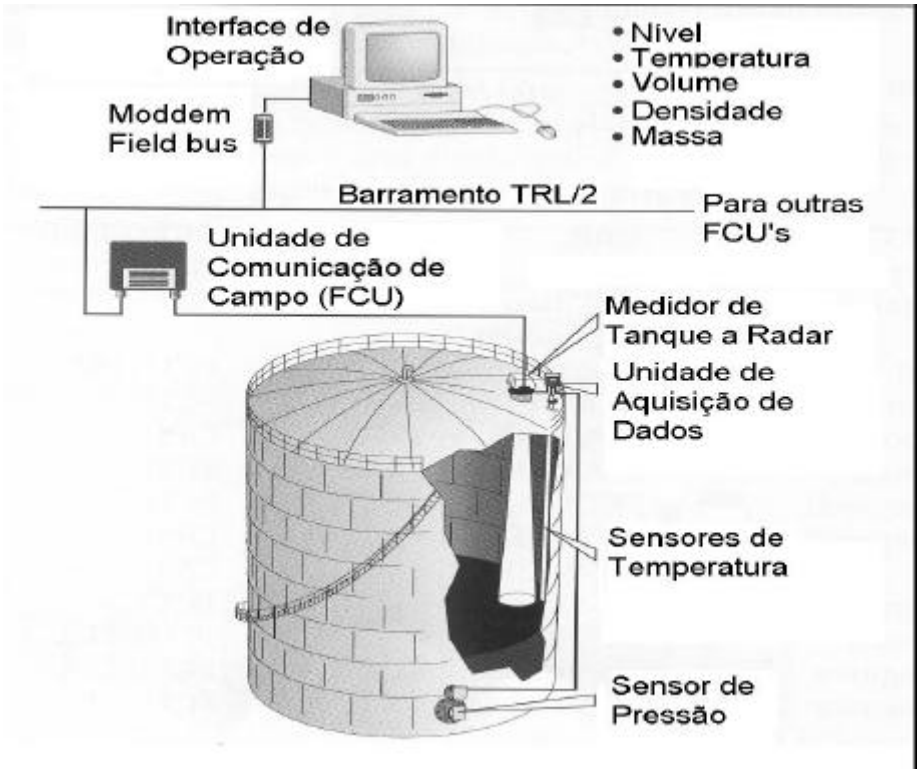


Fig. 13.11. Sistema pequeno típico com medição de nível a radar

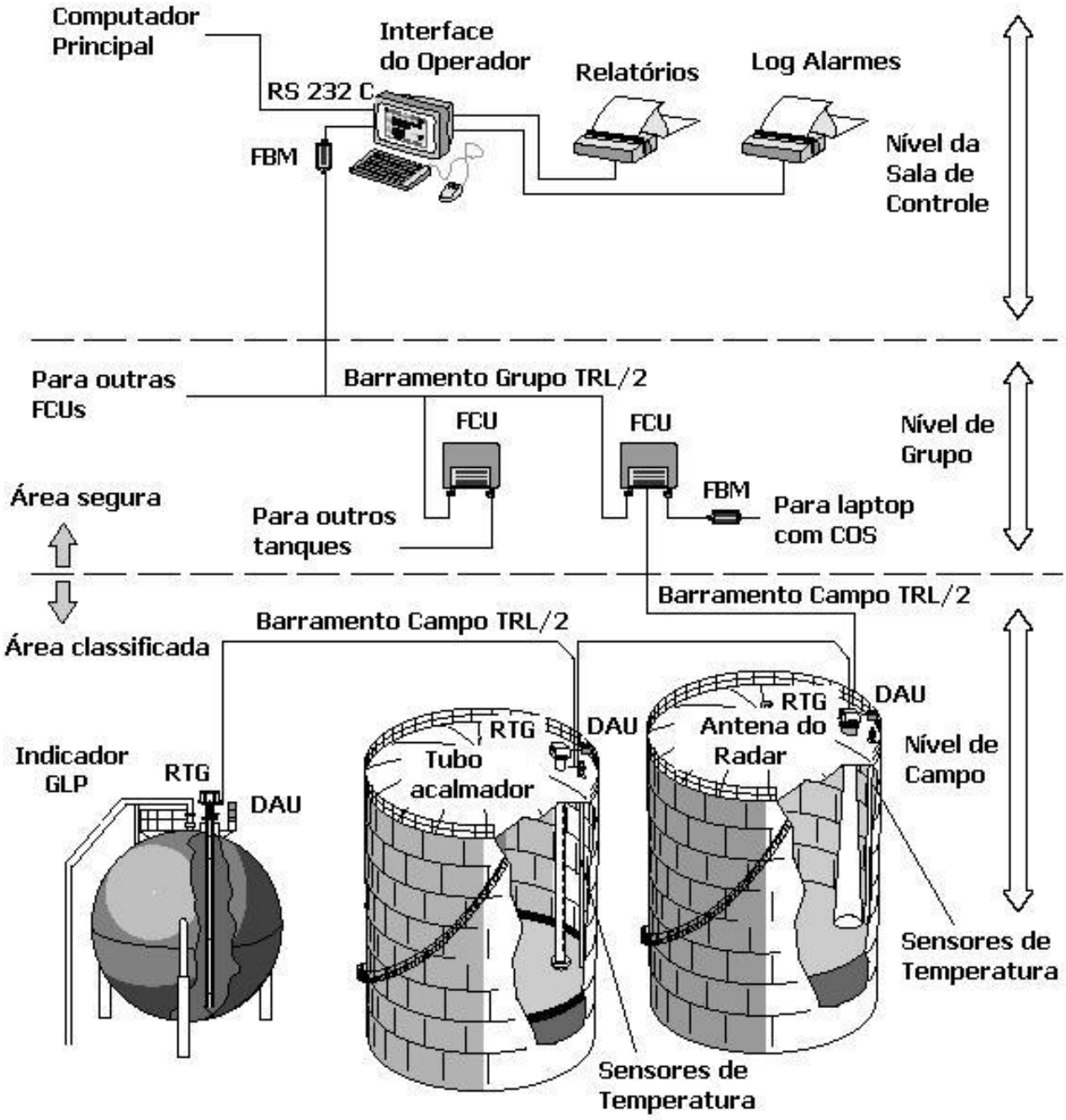


Fig. 13.12. Configuração típica de um Sistema Saab TankRadar L/2

A **Unidade de Conexão de Campo, FCU** (*Field Connection Unit*), que age como um barramento e concentrador de dados entre o Barramento de Grupo e o Barramento de Campo. Cada FCU pode ter um total de 32 RTGs e 32 DAUs ligados a ela. Há duas portas de Barramento de Grupo e uma (opcionalmente, quatro) portas de Barramento de Campo.

O **Modem de Barramento de Campo**, **FBM** (*Field Bus Modem*), que é um conversor entre RS 232 C e o barramento medidor de nível de tanque TRL/2/2. Ele pode ser usado no Computador de Interface do Operador para interfacear com um Barramento de Grupo padrão medidor de nível de tanque TRL/2. Ele pode também ser usado para interfacear com um Barramento de Campo em sistema pequeno sem FCU.

A **Interface de Operador, OPI** (*Operator's Process Interface*), que é um programa aplicativo do sistema, rodando sob OS/2, inicialmente projetado para IBM OS/2. O operador pode ver todos os parâmetros medidos com o sistema medidor de nível de tanque TRL/2/2. A Interface do Operador é também usada para estabelecer limites de alarme, fazer configurações, parametrização e calibração do sistema medidor de nível de tanque TRL/2.

O **Programa de Configuração**, chamado **COS** (*Consiguration Software*), que é normalmente usado em um laptop, operador em DOS, que pode ser ligado a um Barramento de Grupo da FCU ou diretamente ao Barramento de Campo, via um FBM. Ele é usado para serviço, operador e calibração do sistema. Ele não é uma substituição para o mais poderoso OPI.

4.3. Distâncias do Tanque

Várias distâncias devem ser medidas no tanque antes de se fazer sua configuração. Na Fig. 5.15, são mostradas as distâncias do tanque armazenadas na base de dados do Medidor de Tanque a Radar.

É preferível que as distâncias do tanque sejam medidas no tanque em si e não tiradas dos desenhos de construção teórica.

Há poucos pontos de referência mostrados na Fig. 5.15.

O principal ponto de referência é o **Ponto de Referência do Tanque**, que é o ponto base para as medições manuais.

O **Ponto de Referência RTG** é a superfície superior do flange do tanque.

O **Ponto Referência Ullage** é usado quando há um plug de ullage próximo do medidor a radar.

O **Ponto de Referência Nível Zero** (*Dipping Datum Point*) é o ponto de referência no fundo do tanque, para a medição com trena e onde o nível é zero.

A distância do Ponto de Referência do Tanque ao Ponto de Referência de Nível Zero é a **Altura de Referência** (R).A distância do Ponto de Referência do Tanque ao Ponto de Referência do Radar é a **Distância de Referência RTG**, que descreve onde o RTG está localizado, comparado com o Ponto de Referência do Tanque.

O **Comprimento do Radar** (TXL) é medido na fabrica e não deve ser alterado, pois cada Unidade eletrônica possui um único TXL.

O **Comprimento Conexão Tanque** (TCL) é usado para ajustar o desvio permanente (*off set*) quando calibrando o nível medido.

A **Distância de Nível Mínimo** (C) é medida do Ponto de Referência Inferior até o Nível Mínimo.

A **Distância Ullage RTG** é medida do Ponto de Referência Ullage do RTG até o Ponto de Referência do RTG.

4.4. Calibração do Radar

Procedimento

Há dois passos no procedimento de calibração:

a) ajuste de zero, em que diferença entre as medições manual e automática é ajustada para zero em um nível no tanque.

b) Verificação, em que a diferença entre as medições manual e automática é avaliada em vários níveis no tanque.

Dois erros fundamentais devem ser considerados:

a) erro inerente na medição manual

b) erro do medidor automático.

Fazendo comparações das medições manual e automática, em vários níveis sobre a faixa de trabalho (no mínimo 5 e preferivelmente em 10), o erro mais provável do medidor automático pode ser calculado. Os limites entre que uma medição automática individual caia, com o grau requerido de probabilidade, podem também ser calculados.

Quando verificando e ajustando os medidores automáticos de nível, a medição manual deve ser tomada por operadores treinados usando uma fita com precisão certificada e aplicando as correções para esta fita.

Para reduzir os erros da medição manual, as médias de várias medições em cada nível devem ser tomadas.

Para medidores tipo bóia ou deslocador, o medidor deve ser ajustado para a densidade conhecida do conteúdo do tanque na temperatura normal de operação.

Se a densidade do conteúdo do tanque varia, de modo que seja perceptível na indicação do instrumento de medição, o medidor deve ser reaju

Método de Calibração

A precisão do medidor de nível Saab TankRadar L/2 é de cerca de ±1 mm, que é considerada muito alta. Todos os medidores a radar são individualmente testados e calibrados na fábrica, antes de serem entregues ao usuário. Para adaptar o medidor de tanque a radar da Saab às condições especificas de cada tanque, é necessário se fazer uma calibração de campo. Faz-se uma calibração inicial durante o comissionamento final. A calibração de exatidão final no local é necessária somente se o contrato de transferência de custodia ou alguma norma o exigir.

O procedimento de calibração, incluindo as medições manuais com trena para verificar o medidor TankRadar L/2 é um procedimento feito uma vez e não precisa ser repetido a não ser que as condições da instalação sejam alteradas.

A calibração final com exatidão fina deve ser baseada em um grande número de medições em vários níveis do tanque. Desde que os movimentos do nível nem sempre podem ser acompanhados durante o comissionamento final, o usuário deve fornecer um registro das medições de referência. Estas medições devem ser entradas em um Registro de Calibração para cada tanque. Os dados coletados são usados para computar os valores de correção que são entrados em uma base de dados do Medidor de Tanque a Radar. No fim deste trabalho, são mostrados formulários em branco para serem preenchidos na calibração.

Os pré-requisitos para uma calibração com exatidão final são:

1. Superfície do nível estável, sem ondas ou distúrbios na superfície no tanque, com bombas e misturadores desligados.
2. No mínimo três medições manuais com trena para cada medição do nível
3. Compensação da trena para curva de calibração e temperatura

Calibração do Radar com Antena Cônica

Começar, fazendo três medições manuais consecutivas com trena em um nível estável do líquido no tanque. Nenhuma medição pode diferir mais do que 1 mm das outras. Anotar o valor médio na segunda coluna no Registro de Calibração.

Anotar as leituras do Radar TRL/2 para o tanque correspondente na terceira coluna no Registro de Calibração.

Repetir os passos 1 e 2, para um mínimo de 10 níveis distribuídos sobre, no mínimo, metade da altura de referência do tanque (R).

Calcular a diferença de nível ΔL entre a medição manual com trena e a altura do tanque (R).

$\Delta L = L_{trena} - L_{radar}$ para cada um dos níveis.

Notar que a diferença de nível (ΔL) pode ser positiva ou negativa.

Computar o valor médio de todas as diferenças de nível em cada tanque:

$$\overline{\Delta L} = \frac{\Delta L_1 + \Delta L_2 + \ldots + \Delta L_n}{n}$$

Fazer a compensação para a leitura do radar entrando uma compensação para a diferença de nível DL na base de dados RTG. O comprimento da Conexão do tanque (TCL) é usado para compensar o erro na medição. Se o valor DL é positivo (Radar mostra um nível menor que a medição manual), então somar esta compensação ao Comprimento da Conexão do Tanque (TCL) programado. Se for negativo, então subtrair a compensação do TCL.
Entra o novo TC na janela ***More RTG Configuration*** no COS ou OPI.

Se as distâncias medidas do tanque são precisas, então as indicações de nível são tão precisas quanto elas.

Calibração para o Radar no Tubo Acalmador

A principal diferença entre a calibração do radar no Tubo Acalmador, comparada com o Radar com Antena Cônica ou Antena Parabólica é que uma pequena variação no fator pré-ajustado na escala geralmente é necessário para o Radar no Tubo Acalmador. A razão para isso é que a velocidade de propagação do radar depende do diâmetro interno do tubo acalmador. Depois, o diâmetro médio de todo tubo acalmador é geralmente difícil de determinar precisamente, a priori.

Como um exemplo, uma tolerância de 1 mm em um tubo de diâmetro de 8" causa uma variação da velocidade de propagação de ±0,17%, ou seja, se o diâmetro difere de 1 mm do valor assumido para um tubo de 20 metros de comprimento sobre seu comprimento inteiro, isto significa um desvio de 3,4 mm sobre o comprimento inteiro do tubo. Este desvio é corrigido por uma calibração no local de instalação.

Começar, fazendo três medições manuais independentes em um nível estável do líquido no tanque. Nenhuma medição pode se desviar mais do que 1 mm das outras. Anotar o valor médio na segunda coluna do Registro de Calibração.

Anotar a leitura da medição feita pelo radar para o tanque correspondente na terceira coluna no Registro de Calibração.

Repetir os passos 1 e 2 para um grande número de medições distribuídas sobre a altura completa de referência do tanque. No mínimo, cinco das medições devem ser tomadas no quarto superior e no mínimo, cinco medições no quarto inferior da faixa de referência. Isto completa os dados necessários para calcular os valores de correção.

Calcular a diferença de nível (DL) entre a medição manual com trena e a medição do Radar TRL/2, para cada uma das medições. Notar que DL pode ser positiva ou negativa.

$$\Delta L = L_{trena} - L_{radar}$$

As medições devem ser distribuídas sobre a faixa completa do tanque. No mínimo, cinco das medições devem ser feitas no quarto superior da faixa de medição, e no mínimo, cinco medições na faixa inferior.

Plotar os desvios para os diferentes níveis, como mostrado na Fig. 5.13, fazendo uma linha reta melhor estimativa para as medições manais com trena. O eixo vertical representa a diferença entre a medição manual e a medição correspondente do radar. O eixo horizontal mostra o nível no tanque. A inclinação da linha plotada (uma linha melhor estimativa pelo método dos mínimos quadrados ou visualmente) é uma inclinação representando um desvio progressivo entre as medições reais manuais com a trena e as indicações com o Radar TRL/2.
Uma linha vertical deve ser traçada no nível representado a Altura de Referência do Tanque, R.

Computar o novo Fator de Escala, de acordo com a equação:

$$\text{Novo Fator Escala} = \text{Antigo Fator Escala} + \left(\frac{\Delta L_1}{R} \times 100\% \right)$$

onde

R = Altura de Referência do Tanque, em mm

ΔL_1 = a distância vertical de onde a linha de melhor ajuste cruza o nível zero e onde ela cruza a Altura de Referência do Tanque, em mm, incluindo o sinal. Na Fig. 2, ΔL_1 é negativo, enquanto um aumento na inclinação irá dar um valor positivo.

O Fator Escala (*Scale Factor*) pode ser alterado na janela do programa de configuração RTG, COS ou OPI.

Se, como na Fig. 5.13, ΔL_1 = - 7 mm e R = 20 500 mm (e o Fator Antigo da Escala é -3,214%), o novo Fator de Escala será calculado como:

Novo Fator Escala = -3,214 + (-7 / 20 500 x 100%) = -3,214 – 0,034 = -3,248 %

Computar o novo Comprimento de Conexão do Tanque, TCL, de acordo com a fórmula:

Novo TCL = Antigo TCL + ΔL_2

onde

ΔL_2 = amplitude de faixa ΔL em mm (incluindo sinal) entre o eixo horizontal e o ponto onde a linha plotada cruza a linha Altura de Referência do Tanque (R). ΔL_2 é negativo na Fig. 5.13

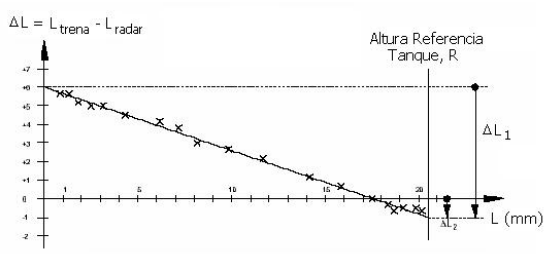


Fig. 13.13. Uma reta que melhor acomoda as medições manuais com trena

Se, como na Fig. 5.13, ΔL_2 = -1 mm e o TCL antigo é 172 mm, o novo TCL é computado como:

Novo TCL – 172 + (-1) = 171 mm.

Entrar o novo Fator de Escala e TCL na janela de ***More RTG Configuration*** no programa.

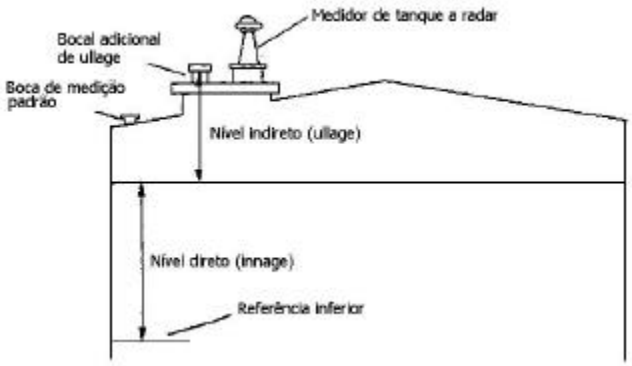


Fig. 13.14. Montagem do radar no tanque

Registro de Calibração

Favor preencher o formulário na calibração do transmissor. Ele será útil quando entrar os dados no programa de configuração do Radar.

Nome do Tanque: _____

Altura de referência do Tanque: _____

Tipo do Medidor Radar: Antena Cônica/Antena Parabólica/Tubo Acalmador

Medição Nº	**Medição com trena mm**	**Medição com Radar mm**	**DL mm**	**Notas e Assinatura**	**Data (DD/MM/YY)**
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					

Notas:

As medições manuais do nível com trena devem ser baseadas em três medições independentes, nenhuma com desvio maior que ±1 mm das outras.

As medições com **Radar com Antena Cônica ou Antena Parabólica** devem ser distribuídas, no mínimo, sobre a metade da altura de referência do tanque, R.
As medições com **Radar em Tubo Acalmador** devem ser distribuídas sobre toda a faixa do tanque. No mínimo, cinco medições devem ser feitas no quarto superior da faixa de medição e, no mínimo, cinco medições devem ser feitas na faixa inferior de medição.

4.5. Precisão do Radar

Introdução

O objetivo deste documento é dar orientação de como verificar a precisão dos medidores de nível da STR. Os medidores devem estar nas condições normais de operação e a precisão da medição é igual ou mesmo melhor que uma medição manual bem feita com trena. O procedimento de verificação porém requer cuidado e atenção especiais para se obter um resultado confiável. A qualidade de uma medição manual feita de acordo com o procedimento de rotina normal varia entre usuários diferentes, mas geralmente não é suficientemente boa quando se requer altíssima precisão.

As precauções normais de segurança devem ser observadas durante o procedimento de verificação.

Exigências do pessoal

O pessoal responsável pela verificação deve ter habilidade e competência necessárias em fazer as medições manuais. É extremamente importante que seja enfatizado que uma verificação requer cuidado especial e que envolve pessoal que entenda o procedimento como descrito neste documento.

É recomendado que somente uma pessoa faça e seja responsável pela verificação. Duas pessoas competentes podem individualmente mostrar muito boa repetitividade em sua medição manual, mas devido a pequenas diferenças na técnica, pode ocorrer uma discrepância (offset) nos seus resultados.

Uma medição manual feita sempre deve ser assinada pela pessoa responsável por esta medição.

Fita de medição manual

A fita de medição manual deve ter um registro de calibração com os fatores de correção correspondentes emitidos por um laboratório de teste aprovado. Se a fita tem sido usada freqüentemente ou a data do registro de calibração é antiga, então uma nova fita deve ser usada ou deve-se fazer a recalibração da fita. Fita enroscada, torta, distorcida ou peso errado pode facilmente provocar erros de medição da ordem de vários centímetros.

Fator de expansão termal e a temperatura de calibração para a fita real devem ser fornecidos pelo fabricante.

Somente uma única fita deve ser usada para a verificação. Ela deve ser identificada como tal e deve ser afastada do uso diário.

Fitas de plástico ou dispositivos eletrônicos não devem ser usados.

Exigências da instalação

Uma boca de medição deve estar disponível próxima do medidor de nível para a medição indireta do nível ou de ullage.

Quando instalando um medidor radar com antena corneta ou com refletor parabólico no manhole existentes no teto, é recomendado montar um bocal adicional no mesmo flange cego que possa ser usado para verificação da ullage.

Medição manual

Basicamente, todos os medidores de nível estão medindo a distância da posição de montagem até a superfície do líquido (medição do espaço vazio, medição indireta ou ullage) e calculam o nível, pela subtração da ullage da altura de referência. Deformação da parede ou do teto do tanque e movimento do ponto de referência inferior (mesa de medição) podem afetar a altura de referência que implica em erro na leitura do nível. O tamanho do erro depende da construção do tanque e pode ser estimado pelo cálculo da deformação do tanque de acordo com formulas padronizadas ou pela medição manual da altura de referência.

Quando verificar a precisão do medidor de nível em si, deve-se fazer a medição manual do ullage e não do innage.

O valor de nível deve ser calculado pela subtração do ullage do valor fixo da altura de referência. Se o usuário também quer verificar qual a precisão causada pela deformação do tanque, então é recomendado também medir a altura de referência automática e continuamente.

O número de medições de ullage deve ser tal que três medições consecutivas tenham discrepância máxima de 1 mm.

A linha da boca de medição deve ser bem definida e claramente marcada, de modo que a medição da fita seja feita no mesmo ponto em toda vez.

Correção de temperatura da fita deve ser feita se a temperatura do espaço de vapor (espaço interno vazio) varia mais que ±5 ^{o}C da temperatura de calibração da fita.

Cálculo da correção de temperatura:

Ullage corrigido = Ullage medido (1 + $\Delta t * k$)

onde

$\Delta t = t_o - t_c$ (notar o sinal)

t_c = temperatura de calibração da fita

t_o temperatura observada no espaço vazio

k – fator de expansão termal para a fita. Valor normal para uma fita de aço é de $12 \times 10^{-6}/^oC$

Após a correção devida à expansão termal, a fita deve também ser corrigida de acordo com o registro de calibração.

A notação da medição manual do ullage e a leitura do Saab TakRadar devem ser feitas simultaneamente. Se o medidor de nível é fornecido com uma leitura local, ela pode ser usada, senão deve-se ter um sistema de comunicação de rádio que dê informação acerca da medição do nível na sala de controle e a medição manual na área do tanque. Para verificar o nível na sala de controle antes e depois de ir ao tanque, pode haver incertezas. Um teto frágil do tanque varia alguns milímetros pelo da pessoa que faz a medição manual de nível. Quando se faz a medição manual, é recomendado ficar sempre no mesmo local.

Quando se faz a medição manual de produtos transparentes, como gasolina, é conveniente usar pasta detectora.

Leituras de verificação devem ser feitas se:

1. Tanque está esvaziando ou enchendo
2. Agitador está ligado, causando uma superfície turbulenta.
3. Uma medição manual de uma superfície com ondas irá registrar picos das ondas. O medidor Saab TankRadar irá registrar uma média das ondas.
4. Condições com muito vento causam ondas, especialmente em tanques com teto flutuante aberto.
5. Espuma na superfície não é desejável

Recalibração

A recalibração do medidor de nível deve ser evitada durante o período de verificação. Se a recalibração precisa ser feita, ela deve ser indicada no protocolo de verificação. É também recomendado notar as constantes de calibração antes e depois da calibração

.

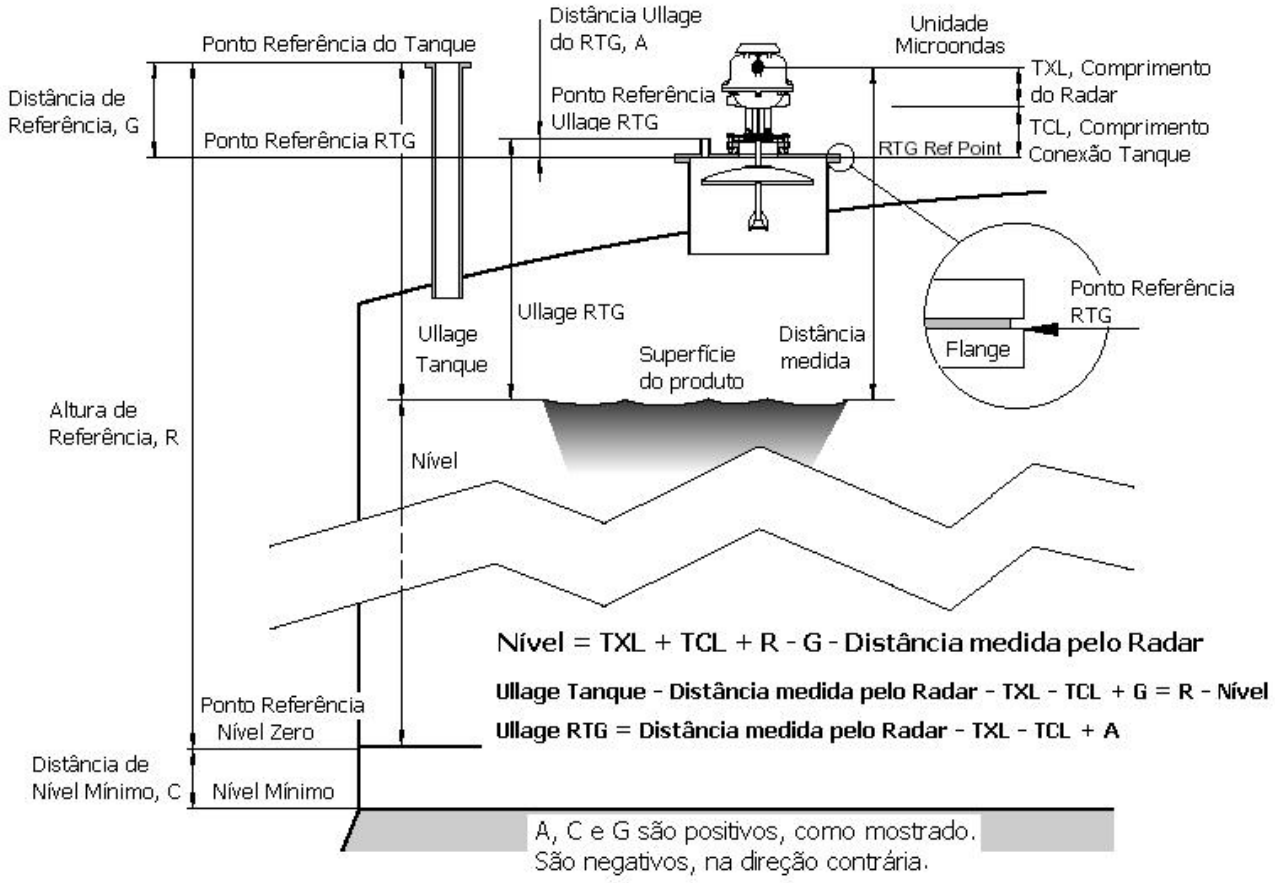


Fig. 13.15. Distâncias do Tanque

14. Arqueação de Tanque

1. Tanques de armazenagem

1.1. Geral

Tanque fixo de armazenagem à pressão atmosférica ou sob pressão (a partir de agora chamado simplesmente de **tanque**) é construído para armazenar líquidos e pode ser usado para a medição de volumes (quantidades) do líquido contido. Quando usado para esta medição e quando sujeito a controle metrológico nacional, o tanque deve satisfazer as exigências gerais contidas nesta Recomendação.

1.2. Classificação e descrição

Com relação a sua calibração e o estabelecido nas tabelas de calibração, o tanque pode ser classificado de acordo com o seguinte critério:

1. Formato
2. Posição com relação à terra
3. Meios usados para medir níveis ou volumes (quantidades) do líquido contido
4. Tipo de líquido a ser contido
5. Condições de uso (quantidades suplementares de influência)

Os formatos mais comuns de tanques são os seguintes:

1. Cilíndricos com eixo vertical ou horizontal e com topo e fundo ou extremidades com formato reto, cônico, truncado, elíptico, semi-esférico ou em domo.
2. Esféricos ou esferoidal
3. Paralelepípedo

Os tanques verticais podem ter um teto fixo ou flutuante.

A posição do tanque em relação à terra pode ser:

1. Na terra
2. Parcialmente enterrado
3. Debaixo da terra
4. Acima da terra

Os meios usados para medir os níveis ou volumes (quantidades) de líquido contido podem ser:

1. Uma única marca graduada
2. Um dispositivo de medição com uma escala graduada (com uma janela visora ou um tubo medidor externo)
3. Uma régua graduada (*dipstick*) ou uma fita graduada com um peso de imersão ou afundador (*sinker*) para fazer medição manual
4. Um medidor automático de nível para fazer medição automática.

As principais quantidades de influência que afetam a medição e calibração são a pressão e a temperatura.

Pressão, incluindo a pressão hidrostática, pode alterar o volume aparente pela distorção da estrutura. Diferenças de temperatura podem alterar os volumes pela expansão ou contração do líquido e da estrutura.

Com relação à pressão, os tanques podem ser:

1. À pressão atmosférica ambiente
2. Fechado, à baixa pressão
3. Fechado, à alta pressão

Com relação à temperatura, os tanques podem ser:

1. Sem aquecimento
2. Com aquecimento, mas sem isolação termal
3. Com aquecimento e com isolação termal
4. Com refrigeração e isolação termal

1.3. Unidades de medição

As unidades autorizadas na medição são as do Sistema Internacional de Unidades (SI).

Se, em algum país, são autorizadas unidades de medição não recomendadas pelo SI, pode-se usar estas unidades legais. No comércio internacional, devem ser aplicadas as equivalentes oficialmente acordadas entre estas unidades e as do SI.

1.4. Características técnicas e metrológicas dos tanques

Os tanques devem ser construídos de acordo com boas práticas de engenharia. Com relação à sua construção, posição e condições de uso, os tanques devem satisfazer as exigências legais para armazenagem dos líquidos contidos, em relação às características destes líquidos (potável, petróleo, químico, tóxico, volátil).

Os tanques podem ter equipamentos necessários para evitar, tanto quanto possível, a perda do líquido por evaporação.

Os tanques, a serem aceitos para verificação, devem satisfazer as seguintes regras gerais, visando garantir a exatidão da medição do volume do líquido contido.

1. O formato, material, reforço, construção e montagem devem ser tais que o tanque seja suficientemente resistente à atmosfera e os efeitos do líquido contido e que, nas condições normais de uso, não sofra deformação permanente que possa alterar sua capacidade.
   Materiais diferentes de metal devem ser especialmente aprovados.
2. O ponto de dado de imersão e o ponto de referência superior devem ser construídos de modo que suas posições permaneçam praticamente inalteradas qualquer que seja o estado de enchimento do tanque, temperatura e condições ambientais.
   Porém, se é impossível garantir a Constancia dos pontos de referência e isto se aplica principalmente para tanques muito grandes (e.g., acima de 1 000 m^3), os efeitos nos pontos de referência como uma função do enchimento, temperatura e densidade, devem ser indicados no certificado de calibração, de modo que as correções possam ser aplicadas durante a determinação dos volumes.
   Exemplos para a posição das aberturas de inspeção e a construção de pontos de referência são mostrados no Apêndice 2.
3. O formato dos tanques deve ser tal que seja evitada a formação de bolhas de ar durante o enchimento ou de bolsas de líquido após o dreno.
4. Para permitir a aplicação dos métodos geométricos de calibração, os tanques devem ter nenhuma deformação ou inchamento, que iria evitar a medição correta de suas dimensões e interpolação entre medições.
5. Os tanques devem ser estáveis em suas fundações. Isto pode ser garantido por ancoragem ou por um período adequado de estabilização, o tanque permanecendo cheio, de modo que sua base não varie muito com o tempo.
   Para tanques cilíndricos verticais, excedendo 2 000 m^3 , deve haver cinco aberturas para medidores, uma delas sendo o mais próximo possível do centro e as outras espaçadas uniformemente próximas das paredes laterais. A abertura do medidor localizada na parte menos exposta ao sol deve ser considerada a principal.
6. Os tanques devem ser testados com pressão e vazamento e os resultados devem ser registrados em um documento que deve ser apresentado antes de começar a calibração.

Os tanques devem satisfazer as exigências técnicas relacionadas com a instalação e uso dos equipamentos de medição de nível que são fornecidos para cada tanque.

Se requerido por normas nacionais, os tanques devem ter uma placa de informação da calibração contendo:

1. Número de identificação do tanque
2. Altura de referência, H, em mm (exceto para tanque com um tubo medidor externo)
3. Número do certificado de calibração seguido pelos últimos dois dígitos do ano em que foi feita a calibração e precedido pelo nome ou sigla da instituição que fez a calibração.

É recomendado marcar nesta placa também a capacidade nominal, arredondada para baixo para o mais próximo metro cúbico.

A plaqueta de informação de calibração deve ser feita de metal que se mantenha praticamente inalterado nas condições normais de uso. A plaqueta deve ser fixada em uma parte integral do tanque e localizada de modo que seja prontamente visível e facilmente legível, não sujeita a deterioração e de modo que não possa ser removida sem quebrar os selos que protegem as marcas de verificação.

É recomendado que esta plaqueta seja localizada na vizinhança imediata da janela do medidor.

Outras formas de identificação e registros de dados podem ser autorizadas pelas normas nacionais.

O erro de calibração máximo permissível se aplica aos valores entre o limite inferior da capacidade exata e a capacidade nominal, mostrada na tabela de calibração.

O erro máximo permissível, positivo ou negativo, deve ser igual a:

1. 0,2 % do volume indicado para tanques cilíndricos verticais calibrados por método geométrico
2. 0,3 % do volume indicado para tanques horizontais ou cilíndricos inclinados calibrados por método geométrico e para qualquer tanque calibrado por método volumétrico
3. 0,5 % do volume indicado para tanques esféricos ou esferoidais calibrados por método geométrico

No caso de dificuldades técnicas particulares, estes erros máximos permissíveis podem ser aumentados.

A tabela de calibração pode ser estendida abaixo do limite inferior da capacidade exata; os erros máximos permissíveis indicados acima não se aplicam nesta zona estendida.

Os tanques devem ser apresentados para verificação vazios e bem limpos. Eles não podem conter graxa e devem ser preparados para não apresentar nenhum riso aos operadores.

1.5. Qualificação legal dos tanques

Se, em qualquer país, os tanques são sujeitos a controle metrológico, a garantia do status **legal** para um tanque e a retenção deste status deve incluir todas ou algumas das seguintes operações:

1. Aprovação de dos desenhos de projeto com relação às características metrológicas do tanque
2. Verificação inicial
3. Verificação periódica ou recalibração em operação.

Estas operações são feitas pela autoridade metrológica nacional (no Brasil, INMETRO) ou por entidades credenciadas por ela.

5.2. A aprovação dos desenhos do projeto substitui parcialmente a aprovação de protótipo, que é normalmente exigido para instrumentos comuns de medição. Esta aprovação deve ser obtida pelo fabricante antes que ele inicie a construção. Para isso, ele deve submeter os desenhos de projeto para a autoridade competente, mostrando:

1. Configuração (layout) geral
2. Método de fixação do tanque no chão ou enterrado
3. A posição das válvulas e das tubulações de entrada e saída, de modo que o tanque possa ser totalmente esvaziado com o objetivo de limpeza e seja calibrado periodicamente
4. Posição e dimensões de lastros (deadwood)
5. Detalhes referentes ao teto flutuante ou tela flutuante (se aplicável), incluindo sua massa
6. Detalhes de montagem do dispositivo de medição do nível do líquido no tanque
7. Posição da plaqueta de informação de calibração

A verificação inicial é feita em dois estágios:

1. Exame do tanque no local (*in situ*)
2. Calibração

Durante a inspeção *in situ*, verifica-se a construção acabada, estabelecendo sua conformidade com os desenhos aprovados. Deve-se considerar:

1. uniformidade de construção
2. qualquer possível deformação permanente possível
3. rigidez da estrutura
4. estabilidade
5. caixas de visita
6. acesso à janela do medidor
7. possibilidade de fazer a calibração
8. escada de acesso protegido para o teto
9. internos da instalação (deadwood)
10. teto ou tela flutuante
11. aditivos na plaqueta de informação da calibração
12. mão de obra e instalação do medidor automático de nível

A calibração pode ser feita quando o pessoal envolvido tem em mãos os resultados positivos da inspeção in situ e da verificação de conformidade com as exigências dos pontos 4.3 e 4.7.

A verificação periódica é feita no fim do período de validade do certificado. Este período

é fixado pelas autoridades metrológicas nacionais (no Brasil, ANP).

Além disso, a recalibração em operação é feita após qualquer acidente ou deformação do tanque, que poderia causar uma alteração em sua qualidade metrológica (incluindo mudança de sua posição e modificações). O proprietário do tanque deve informar as autoridades metrológicas nacionais qualquer incidente deste tipo.

A verificação periódica e a recalibração em operação consistem de:

1. Exame da construção e da sua aparência externa
2. Calibração

Durante o exame da construção e sua aparência externa, deve ser assegurado que nenhuma modificação foi feita com relação aos desenhos. Quando houver diferença, o problema deve ser resolvido in situ se é de pouca importância ou os desenhos devem ser modificados e serem aprovados de novo.

A recalibração pode ser feita depois de ter sido confirmado que:

1. o resultado do exame da construção e da aparência externa é satisfatório
2. as exigências de 4.7 são atendidas

1.6. Calibração de tanques

A calibração de um tanque pode ser feita por um dos seguintes métodos:

1. Geométrico
2. Volumétrico
3. Combinação dos dois

A escolha do método ou do procedimento é imposto pela capacidade nominal do tanque, formato, posição, condições de uso, fluidos contidos.

Uma lista de Normas ISO para diferentes métodos de calibração é mostrada no Apêndice 3.

Os métodos geométricos consistem da medição direta ou indireta das dimensões externas ou internas do tanque, do lastro positivo ou negativo e do teto ou tela flutuante, quando existente.

Para a calibração geométrica, um dos seguintes métodos é usado:

1. Strapping, para tanques cilíndricos verticais ou horizontais, esferas e esferóides.
2. Método óptico com uma linha de referência ou um plano de referência para tanques cilíndricos verticais.
3. Método óptico por triangulação, para tanques cilíndricos verticais, esferas e esferóides.

O procedimento de medição interna por meio de uma fita com um peso de tensionamento é geralmente admitida para calibração de tanques contendo líquidos envolvidos em comércio internacional, exceto quando não houver nenhum método melhor aplicável.

Os métodos geométricos podem ser usados em tanques com uma capacidade nominal de cerca de 50 m^3 e maiores, com uma geometria regular e sem deformação.

O método volumétrico consiste em estabelecer diretamente a capacidade interna, medindo os volumes parciais de um líquido não volátil por meio de um padrão de medição. Estes volumes são sucessivamente colocados e retirados do tanque. Água é um líquido não volátil muito adequado, pois possui um pequeno coeficiente de expansão termal.

O método volumétrico é geralmente usado para a calibração dos seguintes tipos de tanques:

1. Tanques enterrados, de qualquer tipo
2. Tanques na terra ou acima da terra, com uma capacidade nominal de até 100 m^3
3. Tanques com formato não adequado para o método geométrico.

O método de combinar o geométrico e o volumétrico consiste em estabelecer os volumes correspondendo à estrutura do tanque, através do método geométrico e estabelecer os volumes correspondentes ao fundo do tanque através do método volumétrico.

Este método combinado se aplica para as mesmas condições do método geométrico para tanques onde a parte inferior consiste de um formato que não pode ser determinado com suficiente exatidão pelo método geométrico.

As operações de calibração incluem:

1. Consulta de desenhos, exame de dados técnicos, medições de campo
2. Cálculo e interpretação dos resultados
3. Preparação da tabela de calibração ou determinada da função V(h)

Antes e durante a execução das medições no local, as exigências técnicas relacionadas com a segurança no trabalho (perigo de gases tóxicos, contaminação possível do produto armazenado) devem ser observadas, bem como as exigências impostas pelas autoridades responsáveis, com relação aos riscos de explosão e fogo, considerando principalmente o local em que está instalado o tanque.

Os valores dos volumes são dados na tabela de calibração com, no mínimo, cinco (5) algarismos significativos.

Se a tabela de calibração é estendida abaixo do limite mínimo da capacidade exata, os valores da zona estendida são dados com um número de algarismos significativos compatível com a exatidão esperada da calibração.

No caso de tanques cilíndricos verticais, uma tabela de calibração é estabelecida para uma densidade de referência do líquido contido.

Esta densidade de referência deve ser indicada na tabela de calibração. Além disso, a tabela deve indicar os limites de variação da densidade, acima e abaixo desta densidade de referência, causando uma variação relativa no volume maior que 0,025 %.

Garantia do certificado de calibração e aplicação da marca de verificação (de acordo com normas nacionais)

Os tanques que estão de conformidade com todas as exigências desta Recomendação devem ser aceitos para verificação. Após a calibração, o certificado de calibração é emitido e são completadas com a marcação na plaqueta da informação da calibração.

O certificado de calibração inclui:

1. dados técnicos relativos ao tanque
2. altura de referência, H
3. posições dos eixos verticais de medição (janela do medidor, pontos de referência incluindo identificação do principal)
4. meios de medição do nível, se conhecido
5. capacidade nominal e limite mínimo da capacidade exata
6. mínimo volume mensurável correspondendo à medição manual ou ao medidor automático de nível, se o último for conhecido.
7. Tabela de calibração, para incrementos de Δh
8. Tabela de volumes correspondendo à distancia vertical de 1 mm, para cada zona na qual o volume por milímetro varia (tabela de interpolação)
9. Uma informação que os valores dados no certificado são validos para uma temperatura de referência de 20 oC (ou qualquer outra, oficialmente aceita)
10. Densidade de referência, se apropriado (5.5.4.3)
11. Erro máximo permissível na determinação dos valores dados na tabela de calibração (4.6)
12. Dados relativos à calibração: método de calibração usado, normas e legislação que constitui a base técnica e legal
13. Período de validade do certificado da calibração, se prescrito pela legislação nacional (no Brasil, é)
14. Correções para as variações em certos parâmetros, tais como: imersão do teto flutuante ou da tela flutuante, pressão, temperatura, diferenças de densidade maiores que as especificadas em 5.5.4.3.
15. Data da emissão do certificado de calibração.

Quando exigido pela legislação nacional, a legalidade da verificação é confirmada aplicando uma marca de verificação sobre:

1. Certificado de calibração
2. Plaqueta de informação da calibração
3. Local para identificar o ponto de referência superior
4. Regra graduada (dipstick), se fornecida
5. Dispositivo para selar o medidor de nível, se fornecido.

1.7. Determinação de volumes do tanque

Em principio, a medição dos volumes (quantidades) do líquido contido em um tanque requer os seguintes procedimentos:

a) Medição do nível da superfície livre do líquido.
O volume do líquido no tanque V_{tk}, à temperatura tr, é determinado usando os valores dados nos certificados ou na tabela de calibração.

b) Medição da temperatura média t_r

c) Tomada de amostras e preparação de uma amostra representativa média do líquido contido no tanque
A densidade ρ_{tl} do líquido à temperatura t_l, muito próxima de t_r, é determinada no laboratório.

d) Determinação da densidade rtl, baseando em rt, por cálculo ou tabela

e) Cálculo da massa do líquido usando a fórmula:

$$M = V_t \times \rho_{tf}$$

Os procedimentos descritos em d) e e) podem ser substituídos pela determinação do volume Vo e da densidade rto, à temperatura de referência to por calcula ou por tabela:

$$M = Vo \times rto$$

Às vezes, é suficiente calcular o valor de Vto na temperatura de referência, baseando-se nos procedimentos descritos em a), b) e c) e com a ajuda de tabelas. Em alguns casos, por exemplo, para produtos de preço moderado ou medido em pequena quantidade, um cálculo de Vt, de acordo com o procedimento descrito em a) é suficiente.

Notas:

A) Geralmente, é necessário medir:
   1. Altura da camada de água depositada no fundo do tanque
   2. Quantidade de água em suspensão
   3. Quantidade de impurezas sólidas em suspensão

   e fazer as correções apropriadas.

B) Se um dispositivo para determinar diretamente a massa do líquido contido em relação à sua pressão hidrostática é usado, os procedimentos descritos em a) até e) são consideravelmente simplificados. É suficiente ler a indicação do instrumento (graduado em unidade de massa, kg) e conhecer a seção horizontal e sua variação em relação à altura.

C) No caso de um líquido sob pressão sem uma fase gasosa, a pressão deve ser medida e devem ser feitas correções para a compressibilidade do líquido e para a deformação elástica da estrutura do tanque.

D) No caso da presença simultânea das fases liquida e gasosa, o líquido equivalente do vapor saturado deve ser determinado, além das correções mencionadas em C) e o resultado deve ser somado ao volume do líquido.

1.8. Volume mínimo mensurável

O volume mínimo mensurável é determinado de modo que uma variação Δh no nível do líquido, resultante de incertezas acumuladas na medição do nível em dois pontos sucessivos, não resulta em um erro relativo no volume entregue ou recebido maior do que um valor pré-estabelecido, $\varepsilon(h)$, geralmente menor do que o erro máximo permissível na calibração.

Para um tanque cilíndrico vertical, fixando

$\varepsilon(h) = 0{,}1\ \%$

$\Delta h = 2$ mm

tem-se:

$$\frac{\Delta V}{V} \leq 0{,}1\%$$

$$V = S \times h$$

$$\Delta V = S \times \Delta h$$

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\Delta h}{h} \leq 0{,}1\%$$

$h = 1\,000\ \Delta h = 2$ m

Assim, a metrologia legal pode especificar a menor altura mensurável de 2 m e, tendo estabelecido a tabela de calibração, indicar no certificado o menor volume mensurável, que equivale dizer o volume correspondente a esta altura mínima, na zona em que o diâmetro é o maior.

Os valores e(h) e Δh são estabelecidos pelo INMETRO e ANP, no Brasil)

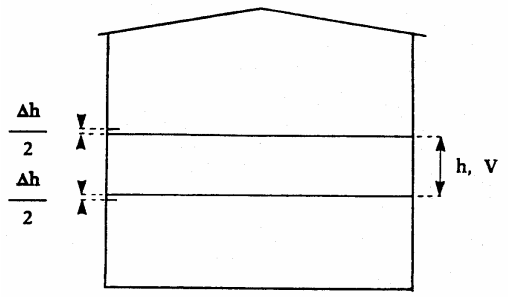


Fig. 14.1. Parâmetros do tanque

2. Arqueação do Tanque

2.1. Conceito de arqueação

Arqueação de um tanque é a operação que envolve medições para levantar dados de uma tabela ou de um gráfico, relacionando os níveis dos produtos contidos no interior do tanque com os valores dos volumes correspondentes. A tabela de arqueação fornece o volume útil do tanque, em litros, em função da altura do produto, em cm. Há uma folha de interpolação adicional, com mm a mm, em um 1 cm.

Pela tabela ou pela curva, pode-se determinar o volume correspondente a cada nível, variando de cm a cm e até de mm a mm. Em sistemas digitais supervisórios, estas tabelas são introduzidas no sistema de modo que o operador lê continuamente a correspondência entre o nível e o volume contido do produto no tanque.

A arqueação é solicitada pelo proprietário do tanque e é feita pelo pessoal do INMETRO, que geralmente delega este trabalho para os órgãos estaduais, como IBAMETRO. Por exigência legal, o proprietário do tanque deve fornecer ao pessoal responsável pela arqueação toda a infra-estrutura e mordomias, como transporte, hospedagem, alimentação.

O certificado de arqueação vale por **10 anos,** desde que o tanque não sofra reparos. Por experiência, em 10 anos há poucas modificações nas tabelas de arqueação. O que mais afeta a arqueação é a alteração da topografia do fundo do tanque.

Os tanques devem ser inspecionados a cada **3 anos**, interna e externamente. A inspeção deve ter comprovante. A inspeção deve ser feita por entidade ou profissional qualificado, que pode ser a própria Transpetro.

São consideradas não-conformidades graves: deformação e corrosão detectadas visivelmente e não incluídas na arqueação.

O registro das tabelas de arqueação na Receita Federal só é necessário tanques de transferências de custódia. Transferência de custódia é a compra e venda de produtos, cujos volumes sejam medidos por instrumentos ou tanques. Os equivalentes à transferência de custodia são medição fiscal para a ANP e medição de cabotagem para a Receita Federal.

Além de tanques, também são arqueados caminhões tanques, vagões tanques, embarcações e navios.

Um tanque de armazenagem arqueado é considerado um instrumento de medição de volume. A arqueação do tanque é que garante a exatidão e precisão da medição feita pelo tanque. A medição feita por um tanque arqueado é válida e deve ser aceita para fins de medição fiscal, de apropriação e de produção.

A incerteza do método de arqueação do INMETRO é de ±0,2%.

Características do tanque incluídas no Certificado de Calibração:

1. Número do tanque: (TQ 7 102)
2. Diâmetro interno médio: (4 571,9 cm)
3. Altura útil: (1 460 cm)
4. Altura de referência: (1 556,5 cm)
5. Densidade do produto: (0,78 kg/dm^3)
6. Capacidade tabelada: (23 884 106 L)
7. Espessura das chapas do costado
8. Volume morto:
   (1,29 L/cm de 0 a 1 460 cm)
   (2,02 L/cm de 37 a 177 cm)
   (2,71 L/cm de 104 a 121 cm)
9. Volume adicional:
   (1,27 L/cm de 53 a 104 cm)

2.2. Tipos de tanques

Os principais formatos e tipos de tanques de armazenagem são:

1. Cilíndrico vertical de teto fixo
2. Cilíndrico vertical de teto flutuante
3. Cilíndrico horizontal
4. Esférico
5. Quanto à pressão e temperatura os tanques podem operar com:
6. Pressão atmosférica e temperatura ambiente
7. Pressão positiva e temperatura ambiente
8. Pressão atmosférica e temperatura menor que a ambiente
9. Pressão atmosférica e temperatura acima da ambiente

Tanque cilíndrico, vertical e teto fixo

O tanque tem formato de um cilindro, é montado no sentido vertical e é fechado na parte superior por um teto cônico.

A estrutura do tanque é formada por chapas de aço, soldadas entre si, formando o seu costado. Alguns tanques antigos possuíam chapas soldadas com superposição, formando uma bainha.

Todo tanque, por exigência da ANP, deve ter:

1. Boca de medição
2. Mesa de medição (ponto de referência 0 inferior)
3. Ponto de referência superior
4. Boca de amostragem

5. Tomada para instalação do medidor automático (opcional)
6. Boca de visita
7. Porta de limpeza

Através da boca de medição se fazem as medições manuais do nível do tanque, com trenas com peso de imersão ou réguas sólidas.

A mesa de medição consiste de uma chapa de aço plana e horizontal e serve como referência zero da medição direta de nível (innage). A posição da mesa de medição deve ser calibrada periodicamente. A mesa de medição pode ser soldada na chapa do fundo ou na chapa do costado e sua posição depende de cada tanque.

O ponto de referência superior é outra referência para a medição indireta do nível (ullage).

A boca de amostragem é uma abertura para o operador retirar amostras do produto para análise de laboratório. Em alguns casos, a boca de medição e de amostragem pode ser a mesma.

A tomada para instalação do medidor automático é utilizada quando se instala radar ou outro medidor automático de nível. A posição desta tomada em relação à mesa de medição e ao ponto de referência superior é fundamental para a parametrização do medidor automático de nível.

Os tanques cilíndricos possuem teto fixo ou flutuante.

O teto fixo é sustentado por colunas internas, paralelas à parte cilíndrica do tanque e suas secções retas podem ter vários formatos e tamanhos, mesmo que teoricamente devessem ser iguais.

O fundo do tanque é também constituído de chapas de aço e possuem formatos cônicos ou irregulares. O fundo do tanque pode ter o cone com vértice para cima (convexo) ou para baixo (côncavo).

Na arqueação do tanque deve se considerar principalmente:

1. Costado do tanque (parte cilíndrica)
2. Fundo do tanque
3. Altura da mesa de medição
4. Posição do ponto de referência superior
5. Estrutura interna do tanque
6. Tipo de teto

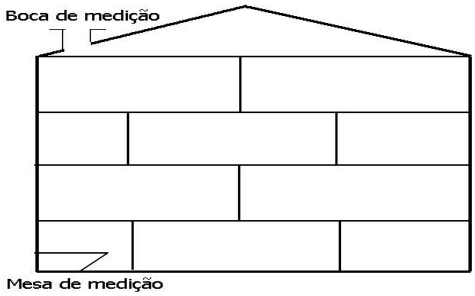


Fig. 13.2. Estrutura de um tanque típico

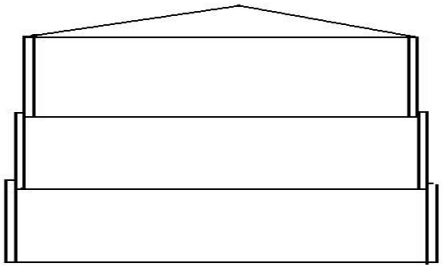


Fig. 14.3. Estrutura de tanques antigos, com chapas superpostas

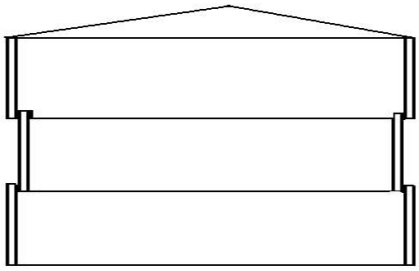


Fig. 14.4. Tanque com chapa superposta

Para se determinar o volume do produto contido dentro do tanque cilíndrico vertical, é necessário conhecer o seu diâmetro interno. É difícil medir diretamente o diâmetro interno do

tanque. O modo mais prático e fácil para determinar o diâmetro interno do tanque é medir a circunferência externa da secção, envolvendo-a com uma trena especial, em vários níveis. Dividindo-se a medição da circunferência externa média de cada anel por π (π = 3,141 6), acha-se o diâmetro externo do tanque, D':

$$D' = \frac{C}{\pi}$$

Para se obter o diâmetro interno, D, é necessário conhecer a espessura da chapa de cada anel do tanque. Esta espessura pode ser medida por raios-X ou ultra-som e os dados de projeto de construção do tanque.

O diâmetro interno, D, vale:

$$D = D' - 2\,e$$

onde

D' é o diâmetro externo medido

e é a espessura da chapa

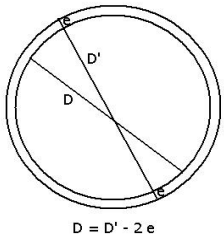


Fig. 13.5. Determinação do diâmetro interno do tanque

A partir do diâmetro interno, pode-se calcular a área de cada secção interna do tanque, S:

$$S = \frac{\pi}{4} D^2$$

$$S = 0{,}785\ 4\ D^2$$

Na realidade, o tanque cilíndrico vertical possui várias áreas diferentes ao longo de sua altura, ou seja, em cada anel tem-se diâmetros internos diferentes e áreas diferentes.

O volume corresponde a cada anel é calculado, multiplicando-se a sua área S pela sua altura h:

$$V = S\,h$$

$$V = 0{,}785\ 4\ h\ D^2$$

Somando-se todos os volumes calculados de cada anel do tanque, obtém-se o volume total da parte cilíndrica do tanque.

Atualmente, a arqueação é feita por programas aplicativos. São entradas as medições dos parâmetros de interesse, como espessura da chapa, altura correspondente, diâmetro do tanque e o programa elabora uma tabela de arqueação, fornecendo o volume correspondente a cada nível, variando de cm a cm. Define-se como fator centimétrico o volume contido em 1 cm de cilindro. Ele é obtido fazendo-se h = 1 cm:

$$Fc = 0{,}078\ 54\ D^2$$

Cada anel do tanque possui um fator centimétrico diferente.

Em medições oficiais (fiscais, de transferência de custodia ou de cabotagem, conforme a linguagem), faz-se uma tabela de interpolação, de mm a mm. Ela é tirada do fator centimétrico médio dos cilindros do tanque.

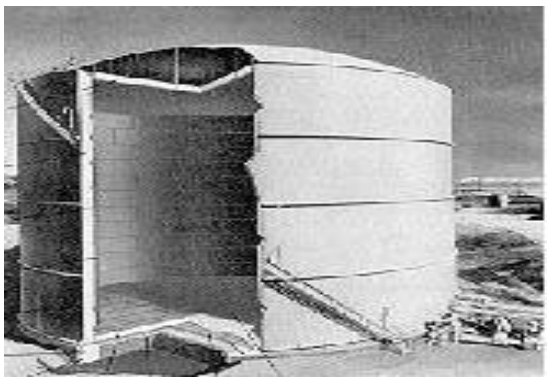


Fig. 13.6. Vista do interior de um tanque

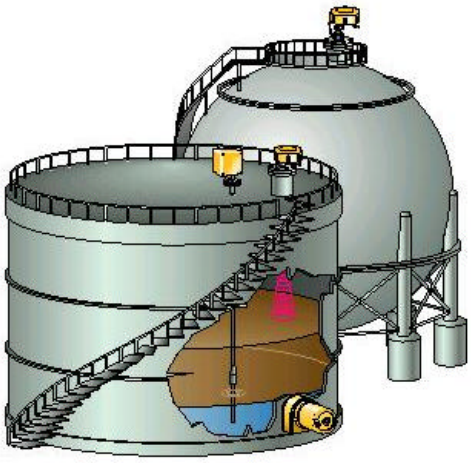


Fig. 13.7. Tanques e medidores associados

Correção de carga

Tanques com diâmetros maiores que dez (10) metros devem ter correção de carga. Por causa da pressão hidrostática exercida pelo líquido nas paredes do tanque, as dimensões do tanque cheio são maiores que as medidas do tanque vazio. Assim, se a arqueação foi feita com o tanque vazio, deve haver correções adequadas prevendo seu arqueamento (daí o nome de arqueação) devido ao enchimento do tanque.

A correção de carga devido ao enchimento do tanque é calculada pela equação:

$$dF = K\frac{h}{e}$$

onde

dF é o aumento médio, em litros por centímetro que cada anel sofre

K é um parâmetro que é função da densidade ρ do produto armazenado e do diâmetro interno D de cada anel. Geralmente K é tabelado, mas vale

$$K = \frac{\pi D^3 \rho}{8\times10^8}$$

h é a altura no meio do anel, em dm

e é a espessura da chapa do anel considerado, em cm

D é o diâmetro interno do tanque

Correção de carga negativa

Esta correção se aplica quando o tanque é arqueado com algum produto e permite que se calcule o aumento (dCe) que a circunferência sofreu em função da pressão hidrostática do líquido.

$$dC_e = \frac{\pi D^2 \rho}{4\times10^4}\frac{h}{e}$$

onde

dCe representa o acréscimo que a circunferência sofreu, em mm

D é o diâmetro do tanque em dm

ρ é a densidade do líquido, em kg/dm^3

h é a altura do líquido menos a metade do anel considerado, em dm

e é a espessura da chapa do anel considerado, em mm

Fundo do tanque

Geralmente o fundo do tanque é irregular e por isso a determinação do seu volume é mais complicada. Para se determinar a área do fundo do tanque são usados os seguintes métodos:

1. Levantamento topográfico
2. Cálculo geométrico
3. Enchimento do volume

Faz se o levantamento topográfico do fundo tanque usando-se um teodolito, que determina cotas e é operado por topógrafo. A circunferência do tanque é dividida em 4 diâmetros, gerando os pontos a, b, c, ..., h. O raio é dividido em 4 partes, gerando os pontos 0, 1, 2, 3 e 4. Medem-se as cotas nas intersecções destes pontos.

Pode-se também medir a área da parte do fundo do tanque enchendo o fundo com água, até que se cubra o vértice do cone. Mede-se as cotas nos pontos de intersecção através de uma régua. A precisão deste método é prejudicada pela dificuldade de localizar as cotas nos pontos exatos e pela ondulação da água.

Conhecendo-se as respectivas cotas dos pontos determinados, traçam-se as curvas de cotas iguais em papel apropriado. Através de um planímetro, determinam-se as áreas das curvas encontradas e através de proporções, chega-se à área real nos diversos níveis do fundo e nos volumes correspondentes.

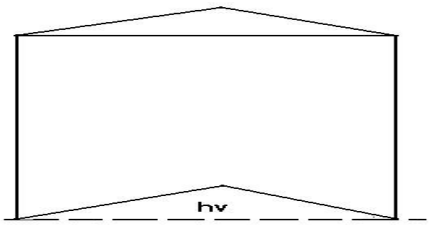


Fig. 13.8. Fundo de tanque convexo

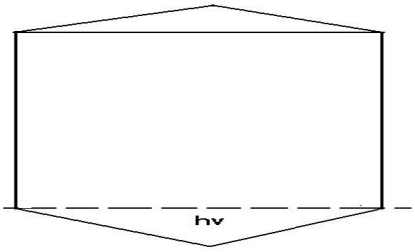


Fig. 13.9. Fundo de tanque côncavo

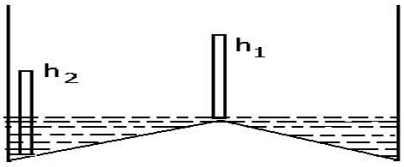


Fig. 13.10. Determinação da altura do cone

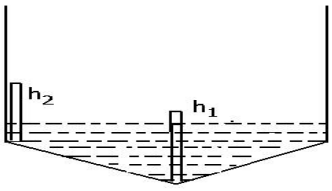


Fig. 13. 11. Determinação da altura do cone

A determinação do volume do fundo por planimetria é o método mais usado para a elaboração de tabelas oficiais. Este método requer instrumento especial (planímetro) e habilidade técnica.

O método geométrico é uma alternativa ao levantamento topográfico e não requer planímetro. Este método considera o fundo do tanque uma figura geométrica perfeito e por geometria, calcula o seu volume.

Para calcular o volume do fundo do tanque, considerado um cone perfeito, é necessário determinar a altura e a posição do vértice, para cima ou para baixo.

Pode-se determinar a altura do cone, colocando-se água no fundo do tanque, com o nível acima da parte irregular e medindo-se a altura na extremidade e no vértice, com uma régua. A altura do vértice é a diferença entre essas medidas. Se a medição do centro for maior que a da extremidade, o vértice é voltado para baixo (côncavo) e se a medição do centro for menor que a da extremidade, o fundo é convexo, com o vértice voltado para cima.

Outro método para determinar a altura do cone, é usar um tubo plástico transparente e cheio de água, com comprimento maior que o raio do tanque. Coloca-se uma régua graduada no vértice e outra na extremidade, ambas na posição vertical. Com as extremidades do tubo paralelas, fazem-se as leituras dos níveis da água nas duas escalas. A diferença entre as duas leituras é a altura do vértice do cone.

Conhecendo-se a altura do vértice e o diâmetro do cone, e como o volume do cone é 1/3 do volume do cilindro, o cálculo do volume é dado pela equação:

$$V = \frac{1}{3}\frac{\pi D^2 h}{4}$$

Embora a determinação do volume do fundo de um tanque por cálculo geométrico seja matematicamente correta, na prática de metrologia, o método apresenta pequena precisão, pois a sua forma geométrica não é perfeita.

O volume do fundo cônico do tanque é somado ao volume do tanque cilíndrico, quando o fundo for côncavo e deve ser diminuído, quando o fundo for convexo.

Os métodos acima apresentam o volume total do cone, o que nem sempre é suficiente para o arqueamento volumétrico. Dependendo da posição do cone e da mesa de medição, outros cálculos podem ser necessários.

Pode-se determinar o volume do fundo do tanque por enchimento de fluido. Com o tanque completamente vazio, coloca-se um volume conhecido de líquido no tanque e mede-se a altura de seu nível pela boca de medição. Depois, adiciona-se outro volume conhecido e torna-se a medir o seu nível. Repete-se esta operação até que toda parte irregular do tanque seja totalmente coberta pelo líquido. Somando-se todos os volumes colocados, tem-se o volume total contido no fundo. A partir desta altura, os volumes serão calculados pela parte cilíndrica regular do tanque. Se a parte irregular do fundo ficar abaixo do ponto de medição, este método não permite determinar os volumes parciais.

Medindo-se as alturas em função dos volumes colocadas através da boca de medição, elabora-se a tabela com h x V ou traça-se a curva correspondente.

Mesa de medição

Deve-se conhecer, com precisão, a posição da mesa de medição, para se ter o arqueamento correto, pois a medição de nível se refere à altura da mesa de medição (ponto de referência inferior).

Todo o volume do produto que fica abaixo da mesa de medição é chamado de lastro e sua variação é de difícil determinação e não é prevista na tabela de calibração do tanque.

A altura da mesa de medição varia com o tanque. Em alguns tanques a mesa é soldada na chapa de fundo e em outros é presa no costado. A altura da mesa de medição varia de 0 a 30 cm da chapa de fundo.

Abaixo da mesa de medição pode-se ter um cone, um tronco de cone, um cone côncavo ou para baixo.

Nas tabelas de calibração do tanque, o zero da tabela pode dar um determinado volume, que é chamado de lastro. Ou seja, lastro é o volume que fica abaixo da mesa de medição (referência zero inferior).

A tabela de interpolação só é aplicada a partir da parte cilíndrica regular do tanque.

Volume ocupado por um tronco de cone é dado pela equação:

$$V = \frac{\pi}{12} h\left(D^2 + d^2 + dD\right)$$

$$V = 0{,}2618 \times h\left(D^2 + d^2 + dD\right)$$

onde

D é o diâmetro maior

d é o diâmetro menor

h é a altura

Estruturas internas

Na arqueação do tanque, devem se considerar os elementos que ocupam espaço morto em seu interior, tais como colunas de sustentação do teto, tubo acalmador, serpentinas de aquecimento ou resfriamento. O volume ocupado por estes elementos é chamado de volume morto ou deadwood. O volume morto deve ser calculado, através de áreas de suas secções retas e suas alturas, para ser descontado.

As áreas das estruturas geralmente são indicadas nos desenhos de construção, por serem comuns e muito usadas. Quando não indicadas, devem-se fazer suas medições para os devidos cálculos e descontos.

Tanques cilíndricos verticais de tetos flutuantes

No tanque de teto flutuante, o seu teto se move para acompanhar o nível do líquido e para minimizar a quantidade de vapor contido. O tanque de teto flutuante é usado para armazenar fluidos voláteis, como gasolina, nafta, álcool.

O tanque com teto flutuante possui suportes para apoio no fundo, ajustáveis em duas posições:

1. Posição para operação (posição baixa)
2. Posição para manutenção (posição alta)

O teto flutuante desloca um certo volume do produto, por estar imerso. Este volume deslocado é conhecido através do teste de flutuação e é função do peso do teto. Este desconto já pode estar considerado no corpo da tabela ou pode ser fornecido em tabela adicional, porém sempre deve constar na apresentação da tabela.

Tanques esféricos

Os tanques esféricos são usados para armazenar produtos sob pressão. A esfera tem a propriedade de ocupar o maior espaço com o mínimo material e pode resistir à maior pressão, pois não possui pontos ou linhas de concentração de tensão mecânica.

O princípio da arqueação do tanque esférico consiste em medir seus círculos máximos, em diversos sentidos para se determinar o circulo médio.

A espessura (e) da chapa considerada é a média das espessuras usadas.

O diâmetro externo (D') é obtido pela divisão da circunferência externa (C) média por π.

Como anteriormente, o diâmetro interno (D) é igual ao diâmetro externo menos duas vezes a espessura da chapa.

O volume da esfera é dado por:

$$V = \frac{\pi}{6} D^3$$

$$V = 0{,}523\ 5 \times D^3$$

Ou usando-se o raio (r = D/2), tem-se:

$$V = \frac{4}{3} \pi r^3$$

Cálculo do volume parcial

O cálculo do volume parcial é obtido em função da relação h/D, usando-se a tabela.

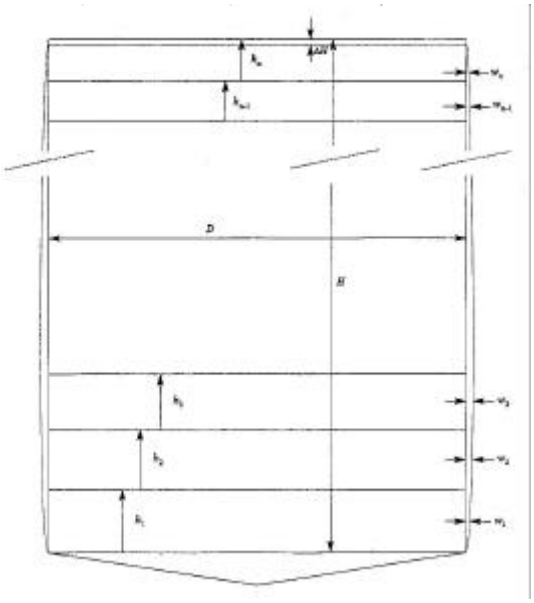


Fig. 13.12. Deformação no tanque

2.3. Estudo de Caso

Para um tanque hipotético, com três anéis e com os seguintes dados de arqueação inventados, determinar o volume contido na parte cilíndrica:

Anel	Circunferência externa medida (mm)	Altura do anel medida (cm)	Espessura da chapa (mm)
1	66 401 66 396 66 397	240	20
2	66 387 66 380 66 382	180	14
3	66 380 66 378	150	12

Volume total tanque

Anel 1

Circunferência externa média: 66 398 mm

Diâmetro externo, D' = C/π = 66 398 mm/3 141 6 = 21 135 mm

Diâmetro interno, D = D'- 2 = 21 135 mm – 2 x 20 mm = 21 095 mm

Volume = S h = 0,785 4 D^2 h = 0,785 4 x $210,95^2$ x 24 dm^3

= 838 895 L

Anel 2

Circunferência externa média: 66 383 mm

Diâmetro externo, D' = C/π = 66 383 mm/3 141 6 = 21 130 mm

Diâmetro interno, D = D'- 2 = 21 130 mm – 2 x 14 mm = 21 102 mm

Volume = S h = 0,785 4 D^2 h = 0,785 4 x $211,02^2$ x 18 dm^3

= 629 522 L

Anel 3

Circunferência externa média: 66 379 mm

Diâmetro externo, D' = C/π = 66 379 mm/3 141 6 = 21 129 mm

Diâmetro interno, D = D'- 2 = 21 129 mm – 2 x 12 mm = 21 105 mm

Volume = S h = 0,785 4 D^2 h = 0,785 4 x $211,02^2$ x 15 dm^3

= 524 751 L

Volume total: 838 895 L + 629 522 L + 524 751 L = 1 993 078 L

Fator centimétrico

Anel 1

Fc = 0,078 54 x $210,95^2$ = 3 495,02 L/cm

Anel 2

Fc = 0,078 54 x $211,02^2$ = 3 497,34 L/cm

Anel 3

Fc = 0,078 54 x $211,05^2$ = 3 498,34 L/cm

Fator centimétrico médio: 3 496,90 L/cm

Tabela de interpolação milimétrica

Toma-se o fator centimétrico médio e o divide por 10, para se obter o fator milimétrico, e a partir dele se constrói a tabela de interpolação milimétrica. Ou seja:

fc (médio) = (3 495,02 + 3 497,34 + 3 498,34)/3 = 3 496,90 L/cm

fm = 3 496,90/10 = 349,69 L/mm

A tabela de interpolação fica:

Tabela de Interpolação	
Nível (mm)	**Volume (L)**
1	350
2	699
3	1 049
4	1 399
5	1 748
6	2 098
7	2 448
8	2 798
9	3 147

Correção de carga

Considerando um tanque com diâmetro interno de 21 095 mm, usado para armazenar óleo diesel, com densidade de 0,8, com alturas e espessuras conforme a figura abaixo.

$$dF = K\frac{h}{e}$$

$$K = \frac{\pi D^3 \rho}{8\times 10^8}$$

Aplicando-se os dados, tem-se:

$$K = \frac{3{,}1416\times 210{,}95^2\times 0{,}8}{8\times 10^8} = 0{,}029$$

$$dF = \frac{0{,}029}{e}\times h$$

dF_1							
h	e =2,0	dF_2					
12	0,17	h	e = 1,7	dF_3			
33	0,48	9	0,15	h	e = 1,4	dF_4	
49	0,71	25	0,43	7	0,14	h	e = 1,0
61	0,88	37	0,63	19	0,39	5	0,15

Soma dos dFs	**Correção**		
	L/cm	**Anel**	**Altura (cm)**
0,17	0,17	1	0 a 240
0,63	0,46	2	240 a 420
1,28	0,65	3	420 a 560
2.03	0,77	4	560 a 660

Na elaboração da tabela volumétrica do tanque, ao fator centimétrico

Para o anel 1 se adiciona 0,17 L/cm.

Para o anel 2 se adiciona a soma dos incrementos dos anéis 1 e 2, menos o incremento já computado para o anel 1, ou seja
(0,48 + 0,15 – 0,17) L/cm = 0,46 L/cm.

Para o anel 3 se adiciona a soma dos incrementos dos anéis 1, 2 e 3, menos o incremento já computado para os anel 1 e 2, ou seja:
(0,71 + 0,43 + 0,14 – 0,63) L/cm = 0,66 L/cm.

Para o anel 4 se adiciona a soma dos incrementos dos anéis 1, 2 , 3 e 4 menos o incremento já computado para os anel 1, 2 e 3, ou seja:
(0,88 + 0,63 + 0,39 + 0,15 – 0,63) L/cm = 0,76 L/cm.

As correções para cada anel são:

Anel 1	240 x 0,17	40,8 L
Anel 2	180 x 0,46	82,8 L
Anel 3	140 x 0,66	92,4 L
Anel 4	100 x 0,67	67,0 L

Fazendo-se uma tabela para os valores de K, para tanques com diferentes diâmetros e com fluidos com diferentes densidades, tem-se:

?	Diâmetro do tanque								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
0,70	0,003	0,009	0,022	0,043	0,074	0,117	0,175	0,250	0,344
0,75	0,003	0,010	0,024	0,046	0,080	0,125	0,187	0,268	0,369
0,80	0,003	0,011	0,025	0,049	0,085	0,134	0,200	0,286	0,393
0,85	0,003	0,011	0,026	0,052	0,090	0,142	0,212	0,304	0,418
0,90	0,004	0,012	0,028	0,055	0,095	0,150	0,225	0,322	0,442
0,95	0,004	0,012	0,029	0,058	0,100	0,157	0,237	0,340	0,467
1,00	0,004	0,013	0,031	0,061	0,106	0,167	0,250	0,358	0,491

Correção de carga negativa

Considerando que o tanque anterior tenha sido arqueado com nível igual a 540 cm de óleo diesel, com densidade de 0,8, determinar a correção de carga negativa.

O acréscimo ocorrido na circunferência externa por causa da pressão hidrostática do óleo diesel vale:

$$dC_e = \frac{\pi D^2 \rho}{4 \times 10^4} \frac{h}{e}$$

$$dC_e = \frac{3{,}1416 \times 210{,}95^2 \times 0{,}8}{4 \times 10^4} \times \frac{h}{e}$$

$$dC_e = 2{,}8 \times \frac{h}{e}$$

O complemento de cálculo está mostrado na tabela seguinte:

Anel	Altura (dm)	Espessura (mm)	Aumento circunferência (mm)
3	54 – 49 = 5	14	1
2	54 – 33 = 21	17	3
1	54 – 12 = 42	20	6

O tanque arqueado com nível de 540 cm de óleo diesel estava com as circunferências dos anéis 1, 2 e 3 aumentadas de 6, 3 e 1 mm, respectivamente.

Volume de fundo do tanque

O volume do fundo de um tanque foi determinado, colocando-se líquido através de um medidor de vazão volumétrico, obtendo-se a seguinte tabela:

Volume introduzido		**Altura na boca de medição**
m^3	m^3 acumulado	mm
2	2	17
2	4	30
2	6	45
2	8	58
2	10	68
2	12	77
2	14	85
2	16	93
2	18	100
2	20	112
2	22	120
2	24	130
2	26	136
2	28	140
2	30	143
2	32	147
2	34	150
2	36	154

Fazendo um gráfico com os dados acima, pode-se ver que a curva do nível do líquido medido na boca de medição em função do volume introduzido, torna-se linear a partir do volume igual a 26 m^3 e nível de 136 mm, o que indica que a partir deste nível o líquido atingiu a parte cilíndrica regular do tanque. Assim, entre o nível 0 e 140 mm, têm-se fatores centimétricos diferentes e obtidos a partir do gráfico. Para níveis acima de 140 mm, o fator centimétrico é constante e igual ao da parte cilíndrica regular do tanque.

Certificado de Arqueação de tanque típico

Ministério da Industria, do Comércio e do Turismo

INMETRO

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL
Diretoria de Metrologia Legal

CERTIFICADO DE ARQUEAÇÃO

Nº 024153

01 PROCESSO INMETRO Nº	02 FIRMA
52 600 004 254/97	PETRÓLEO BRASILEIRO S/A -PETROBRAS RLAM/DIMOV

03 CGC	04 INSCRIÇÃO ESTADUAL
33.000 167/0154-86	09 073 803-NO
05 LOCAL	**06 CIDADE**
	MADRE DE DEUS/BA
07 INTERESSADO	
DELEGACIA DA RECEITA FEDERAL EM SALVADOR	

TANQUE Nº 7.101

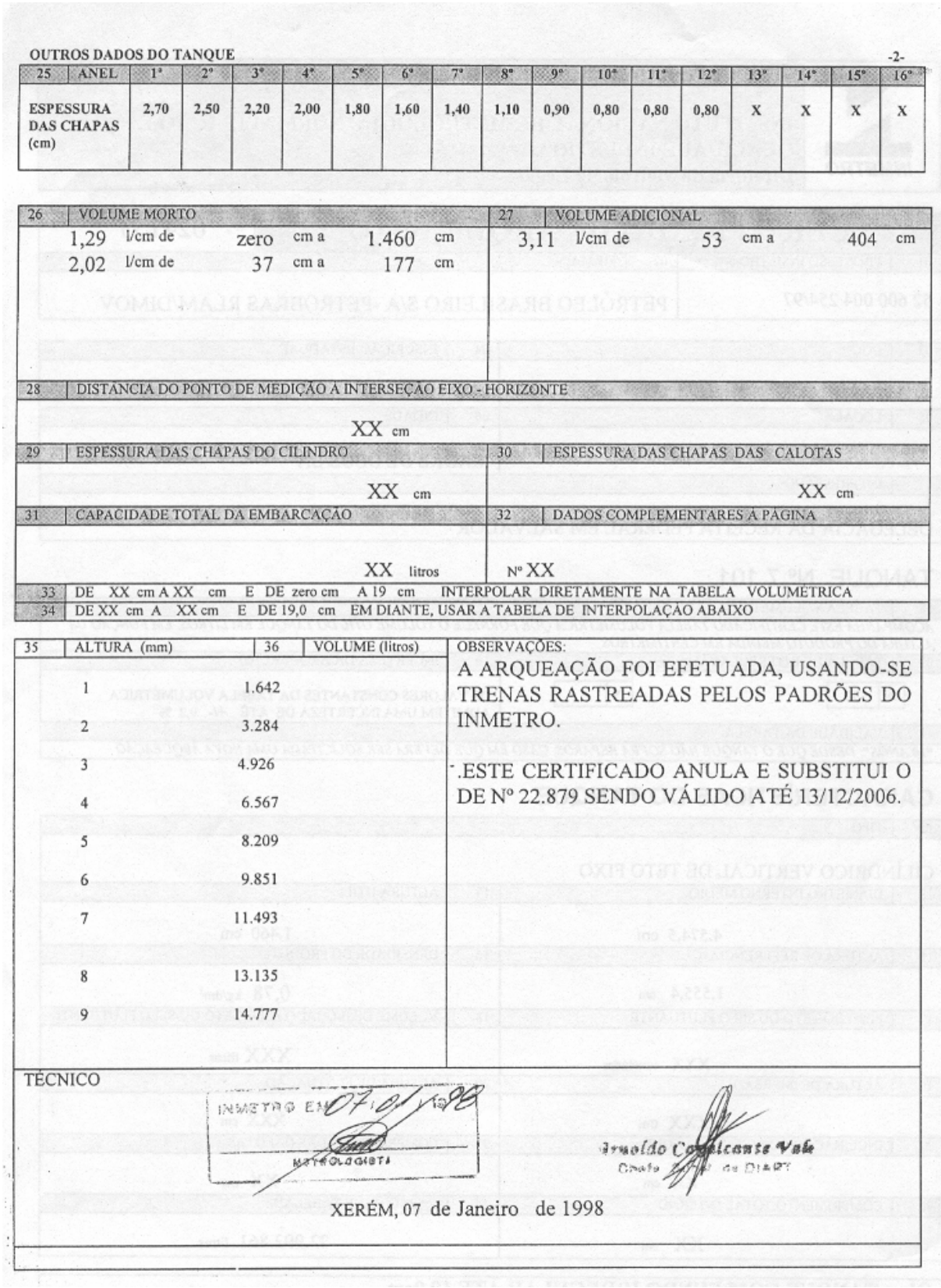
08 TABELA VOLUMÉTRICA	
ACOMPANHA ESTE CERTIFICADO TABELA VOLUMÉTRICA QUE FORNECE O VOLUME ÚTIL DO TANQUE EM LITROS, EM FUNÇÃO DA ALTURA DO PRODUTO MEDIDA EM CENTÍMETROS	
09 TABELA DE INTERPOLAÇÃO	**10 INCERTEZA DA ARQUEAÇÃO**
S [×] N [ ]	OS VALORES CONSTANTES DA TABELA VOLUMÉTRICA ADMITEM UMA INCERTEZA DE ATÉ +/- 0,2 %
11 VALIDADE DA TABELA	
"10 ANOS", DESDE QUE O TANQUE NÃO SOFRA REPAROS, CASO EM QUE DEVERÁ SER SOLICITADA UMA NOVA ARQUEAÇÃO	

CARACTERÍSTICAS DO TANQUE

12 TIPO	
CILÍNDRICO VERTICAL DE TETO FIXO	
13 DIÂMETRO INTERNO MÉDIO	**14 ALTURA ÚTIL**
4.574,5 cm	1.460 cm
15 ALTURA DE REFERÊNCIA	**16 DENSIDADE DO PRODUTO**
1.555,4 cm	0,78 kg/dm³
17 PESO DO TETO OU SELO FLUTUANTE	**18 VOLUME DESLOCADO PELO TETO OU SELO FLUTUANTE**
XXX toneladas	XXX litros
19 ALTURA DE IMERSÃO	**20 ALTURA DE FLUTUAÇÃO**
XXX cm	XXX cm
21 INCLINAÇÃO DO EIXO DO TANQUE	**22 COMPRIMENTO DAS CALOTAS**
XX cm	XX cm
23 COMPRIMENTO TOTAL INTERNO	**24 CAPACIDADE TABELADA**
XX cm	23.992.861 litros

Obs.: TANQUE COM FUNDO IRREGULAR ATÉ 19,0cm

Fig. 6.12. Certificado de Arqueação do TQ 7 101 (Página frontal)



OUTROS DADOS DO TANQUE -2-

25 ANEL	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	9°	10°	11°	12°	13°	14°	15°	16°
ESPESSURA DAS CHAPAS (cm)	2,70	2,50	2,20	2,00	1,80	1,60	1,40	1,10	0,90	0,80	0,80	0,80	X	X	X	X

26 VOLUME MORTO	27 VOLUME ADICIONAL
1,29 l/cm de zero cm a 1.460 cm	3,11 l/cm de 53 cm a 404 cm
2,02 l/cm de 37 cm a 177 cm	

28 DISTANCIA DO PONTO DE MEDIÇÃO À INTERSEÇÃO EIXO - HORIZONTE
XX cm

29 ESPESSURA DAS CHAPAS DO CILINDRO	30 ESPESSURA DAS CHAPAS DAS CALOTAS
XX cm	XX cm

31 CAPACIDADE TOTAL DA EMBARCAÇÃO	32 DADOS COMPLEMENTARES À PAGINA
XX litros	Nº XX

33	DE XX cm A XX cm E DE zero cm A 19 cm INTERPOLAR DIRETAMENTE NA TABELA VOLUMÉTRICA
34	DE XX cm A XX cm E DE 19,0 cm EM DIANTE, USAR A TABELA DE INTERPOLAÇÃO ABAIXO

35 ALTURA (mm)	36 VOLUME (litros)
1	1.642
2	3.284
3	4.926
4	6.567
5	8.209
6	9.851
7	11.493
8	13.135
9	14.777

OBSERVAÇÕES:

A ARQUEAÇÃO FOI EFETUADA, USANDO-SE TRENAS RASTREADAS PELOS PADRÕES DO INMETRO.

.ESTE CERTIFICADO ANULA E SUBSTITUI O DE Nº 22.879 SENDO VÁLIDO ATÉ 13/12/2006.

TÉCNICO

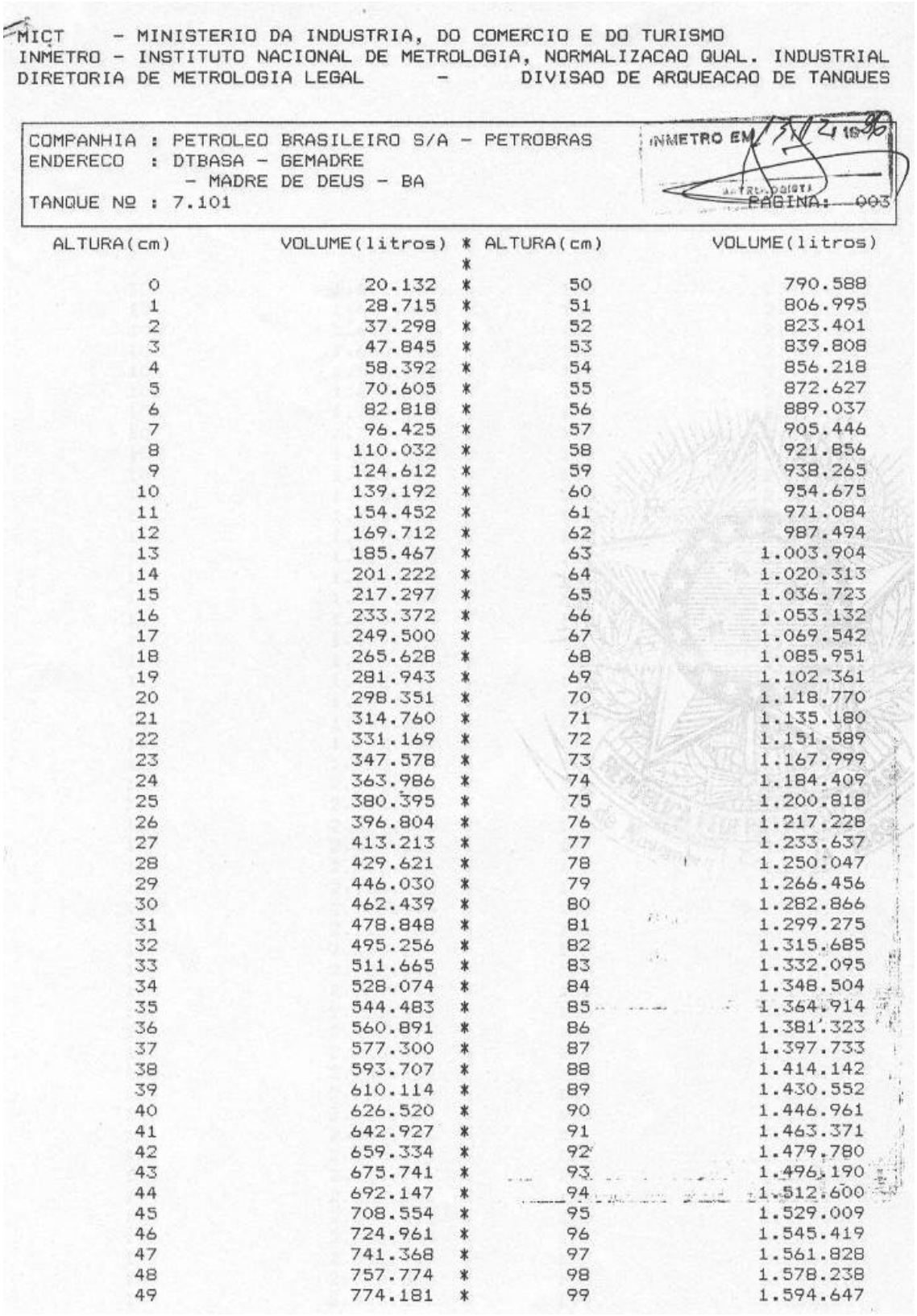
INMETRO EM 07/01/1998

METROLOGISTA

Arnoldo Conceicante Vale

XERÉM, 07 de Janeiro de 1998

Fig. 6.13. Certificado de Arqueação do TQ 7 101 (Segunda página da Introdução)



MICT - MINISTERIO DA INDUSTRIA, DO COMERCIO E DO TURISMO
INMETRO - INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO QUAL. INDUSTRIAL
DIRETORIA DE METROLOGIA LEGAL - DIVISAO DE ARQUEACAO DE TANQUES

COMPANHIA : PETROLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS
ENDERECO : DTBASA - GEMADRE
- MADRE DE DEUS - BA
TANQUE Nº : 7.101

INMETRO EM 15/12/1986

PAGINA: 003

ALTURA(cm)	VOLUME(litros)	*	ALTURA(cm)	VOLUME(litros)
0	20.132	*	50	790.588
1	28.715	*	51	806.995
2	37.298	*	52	823.401
3	47.845	*	53	839.808
4	58.392	*	54	856.218
5	70.605	*	55	872.627
6	82.818	*	56	889.037
7	96.425	*	57	905.446
8	110.032	*	58	921.856
9	124.612	*	59	938.265
10	139.192	*	60	954.675
11	154.452	*	61	971.084
12	169.712	*	62	987.494
13	185.467	*	63	1.003.904
14	201.222	*	64	1.020.313
15	217.297	*	65	1.036.723
16	233.372	*	66	1.053.132
17	249.500	*	67	1.069.542
18	265.628	*	68	1.085.951
19	281.943	*	69	1.102.361
20	298.351	*	70	1.118.770
21	314.760	*	71	1.135.180
22	331.169	*	72	1.151.589
23	347.578	*	73	1.167.999
24	363.986	*	74	1.184.409
25	380.395	*	75	1.200.818
26	396.804	*	76	1.217.228
27	413.213	*	77	1.233.637
28	429.621	*	78	1.250.047
29	446.030	*	79	1.266.456
30	462.439	*	80	1.282.866
31	478.848	*	81	1.299.275
32	495.256	*	82	1.315.685
33	511.665	*	83	1.332.095
34	528.074	*	84	1.348.504
35	544.483	*	85	1.364.914
36	560.891	*	86	1.381.323
37	577.300	*	87	1.397.733
38	593.707	*	88	1.414.142
39	610.114	*	89	1.430.552
40	626.520	*	90	1.446.961
41	642.927	*	91	1.463.371
42	659.334	*	92	1.479.780
43	675.741	*	93	1.496.190
44	692.147	*	94	1.512.600
45	708.554	*	95	1.529.009
46	724.961	*	96	1.545.419
47	741.368	*	97	1.561.828
48	757.774	*	98	1.578.238
49	774.181	*	99	1.594.647

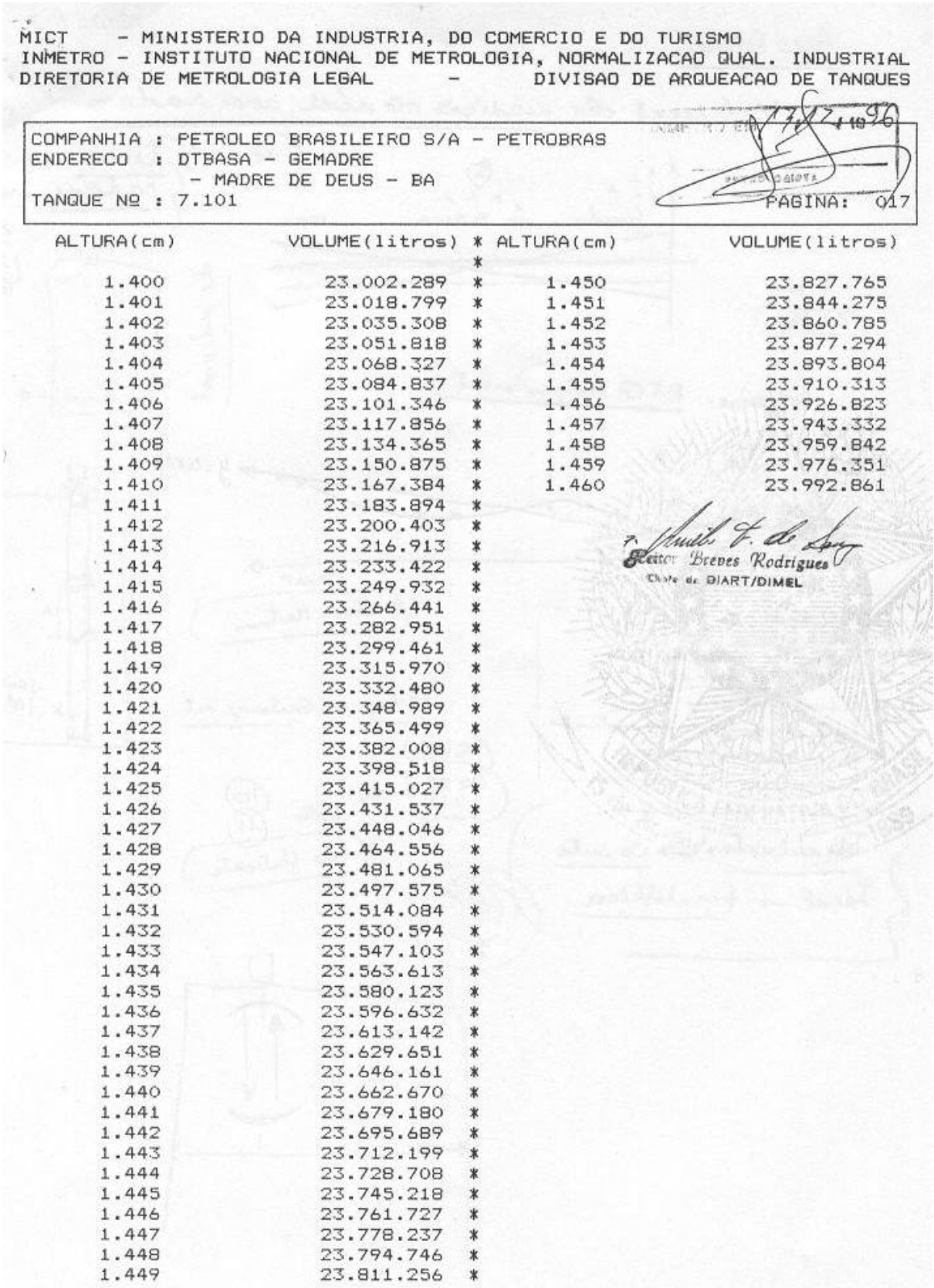
Fig. 6.14. Certificado de Arqueação do TQ 7 101 (Primeira página da Tabela detalhada)

MICT - MINISTERIO DA INDUSTRIA, DO COMERCIO E DO TURISMO
INMETRO - INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO QUAL. INDUSTRIAL
DIRETORIA DE METROLOGIA LEGAL - DIVISAO DE ARQUEACAO DE TANQUES

COMPANHIA : PETROLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS
ENDERECO : DTBASA - GEMADRE
- MADRE DE DEUS - BA
TANQUE Nº : 7.101 PAGINA: 013

ALTURA(cm)	VOLUME(litros)	*	ALTURA(cm)	VOLUME(litros)
1.000	16.407.210	*	1.050	17.230.693
1.001	16.423.679	*	1.051	17.247.162
1.002	16.440.149	*	1.052	17.263.632
1.003	16.456.619	*	1.053	17.280.102
1.004	16.473.088	*	1.054	17.296.571
1.005	16.489.558	*	1.055	17.313.041
1.006	16.506.028	*	1.056	17.329.511
1.007	16.522.497	*	1.057	17.345.980
1.008	16.538.967	*	1.058	17.362.450
1.009	16.555.437	*	1.059	17.378.920
1.010	16.571.906	*	1.060	17.395.389
1.011	16.588.376	*	1.061	17.411.859
1.012	16.604.846	*	1.062	17.428.329
1.013	16.621.315	*	1.063	17.444.798
1.014	16.637.785	*	1.064	17.461.268
1.015	16.654.255	*	1.065	17.477.738
1.016	16.670.724	*	1.066	17.494.207
1.017	16.687.194	*	1.067	17.510.677
1.018	16.703.664	*	1.068	17.527.147
1.019	16.720.133	*	1.069	17.543.616
1.020	16.736.603	*	1.070	17.560.086
1.021	16.753.073	*	1.071	17.576.556
1.022	16.769.542	*	1.072	17.593.025
1.023	16.786.012	*	1.073	17.609.495
1.024	16.802.482	*	1.074	17.625.965
1.025	16.818.951	*	1.075	17.642.434
1.026	16.835.421	*	1.076	17.658.904
1.027	16.851.891	*	1.077	17.675.374
1.028	16.868.360	*	1.078	17.691.843
1.029	16.884.830	*	1.079	17.708.313
1.030	16.901.300	*	1.080	17.724.783
1.031	16.917.769	*	1.081	17.741.252
1.032	16.934.239	*	1.082	17.757.722
1.033	16.950.708	*	1.083	17.774.191
1.034	16.967.178	*	1.084	17.790.661
1.035	16.983.648	*	1.085	17.807.131
1.036	17.000.117	*	1.086	17.823.600
1.037	17.016.587	*	1.087	17.840.070
1.038	17.033.057	*	1.088	17.856.540
1.039	17.049.526	*	1.089	17.873.009
1.040	17.065.996	*	1.090	17.889.479
1.041	17.082.466	*	1.091	17.905.949
1.042	17.098.935	*	1.092	17.922.432
1.043	17.115.405	*	1.093	17.938.914
1.044	17.131.875	*	1.094	17.955.397
1.045	17.148.344	*	1.095	17.971.880
1.046	17.164.814	*	1.096	17.988.363
1.047	17.181.284	*	1.097	18.004.845
1.048	17.197.753	*	1.098	18.021.328
1.049	17.214.223	*	1.099	18.037.811

Fig. 6.15. Certificado de Arqueação do TQ 7 101 (Página 13 da Tabela detalhada)



MICT - MINISTERIO DA INDUSTRIA, DO COMERCIO E DO TURISMO
INMETRO - INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO QUAL. INDUSTRIAL
DIRETORIA DE METROLOGIA LEGAL - DIVISAO DE ARQUEACAO DE TANQUES

COMPANHIA : PETROLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS
ENDERECO : DTBASA - GEMADRE
- MADRE DE DEUS - BA
TANQUE Nº : 7.101 PAGINA: 017

ALTURA(cm)	VOLUME(litros)	*	ALTURA(cm)	VOLUME(litros)
1.400	23.002.289	*	1.450	23.827.765
1.401	23.018.799	*	1.451	23.844.275
1.402	23.035.308	*	1.452	23.860.785
1.403	23.051.818	*	1.453	23.877.294
1.404	23.068.327	*	1.454	23.893.804
1.405	23.084.837	*	1.455	23.910.313
1.406	23.101.346	*	1.456	23.926.823
1.407	23.117.856	*	1.457	23.943.332
1.408	23.134.365	*	1.458	23.959.842
1.409	23.150.875	*	1.459	23.976.351
1.410	23.167.384	*	1.460	23.992.861
1.411	23.183.894	*		
1.412	23.200.403	*		
1.413	23.216.913	*		
1.414	23.233.422	*		
1.415	23.249.932	*		
1.416	23.266.441	*		
1.417	23.282.951	*		
1.418	23.299.461	*		
1.419	23.315.970	*		
1.420	23.332.480	*		
1.421	23.348.989	*		
1.422	23.365.499	*		
1.423	23.382.008	*		
1.424	23.398.518	*		
1.425	23.415.027	*		
1.426	23.431.537	*		
1.427	23.448.046	*		
1.428	23.464.556	*		
1.429	23.481.065	*		
1.430	23.497.575	*		
1.431	23.514.084	*		
1.432	23.530.594	*		
1.433	23.547.103	*		
1.434	23.563.613	*		
1.435	23.580.123	*		
1.436	23.596.632	*		
1.437	23.613.142	*		
1.438	23.629.651	*		
1.439	23.646.161	*		
1.440	23.662.670	*		
1.441	23.679.180	*		
1.442	23.695.689	*		
1.443	23.712.199	*		
1.444	23.728.708	*		
1.445	23.745.218	*		
1.446	23.761.727	*		
1.447	23.778.237	*		
1.448	23.794.746	*		
1.449	23.811.256	*		

Heitor Breves Rodrigues
Chefe da DIART/DIMEL

Fig. 6.16. Certificado de Arqueação do TQ 7 101 (Última página da Tabela detalhada)

MICI - MINISTERIO DA INDUSTRIA, DO COMERCIO E DO TURISMO
INMETRO - INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO QUAL. INDUSTRIAL
DIRETORIA DE METROLOGIA LEGAL - DIVISAO DE ARQUEACAO DE TANQUES

COMPANHIA : PETROLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS
ENDERECO : DTBASA - GEMADRE
- MADRE DE DEUS - BA
TANQUE Nº : 7.101

TABELA DE INTERPOLACAO

MILIMETROS	LITROS
1	1.642
2	3.284
3	4.926
4	6.567
5	8.209
6	9.851
7	11.493
8	13.135
9	14.777

Fig. 6.17. Certificado de Arqueação do TQ 7 101 (Tabela de Interpolação))

MÍCT - MINISTERIO DA INDUSTRIA, DO COMERCIO E DO TURISMO
INMETRO - INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO QUAL. INDUSTRIAL
DIRETORIA DE METROLOGIA LEGAL - DIVISAO DE ARQUEACAO DE TANQUES

COMPANHIA : PETROLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS
ENDERECO : DTBASA - GEMADRE
- MADRE DE DEUS - BA
TANQUE Nº : 7.101

MEMORIAL DE CALCULO PARA TANQUE VERTICAL

ANEL	DIAMETRO EXTERNO	DIAMETRO INTERNO	FATOR BRUTO	FATOR DE CALCULO	ALTURAS DOS ANEIS INFERIOR	ALTURAS DOS ANEIS SUPERIOR	AMARRACAO ACUMULADA
	mm	mm	litros/cm	litros/cm	cm	cm	litros
12	45.776	45.760	16.446,10	16.509,53	1.334 -	1.460	23.992.861,28
11	45.770	45.754	16.441,79	16.494,23	1.212 -	1.334	21.912.660,50
10	45.767	45.751	16.439,63	16.482,77	1.091 -	1.212	19.900.364,44
9	45.762	45.744	16.434,60	16.469,66	969 -	1.091	17.905.949,27
8	45.762	45.740	16.431,73	16.459,33	848 -	969	15.896.650,75
7	45.770	45.742	16.433,16	16.455,20	726 -	848	13.905.071,82
6	45.770	45.738	16.430,29	16.447,39	605 -	726	11.897.537,42
5	45.774	45.738	16.430,29	16.443,32	483 -	605	9.907.403,23
4	45.764	45.724	16.420,23	16.429,40	362 -	483	7.901.318,19
3	45.768	45.724	16.420,23	16.426,01	242 -	362	5.913.360,79
2	45.769	45.719	16.416,64	16.419,36	177 -	242	3.942.239,59
2	45.769	45.719	16.416,64	16.417,34	121 -	177	2.874.981,19
1	45.762	45.708	16.408,74	16.406,74	104 -	121	1.955.610,15
1	45.762	45.708	16.408,74	16.409,55	53 -	104	1.676.695,57
1	45.762	45.708	16.408,74	16.406,74	37 -	53	839.808,52
1	45.762	45.708	16.408,74	16.408,76	19 -	37	577.300,68
1	45.762	45.708	16.408,74	16.315,00	18 -	19	281.943,00
1	45.762	45.708	16.408,74	16.128,00	16 -	18	265.628,00
1	45.762	45.708	16.408,74	16.075,00	14 -	16	233.372,00

Fig. 6.18. Certificado de Arqueação do TQ 7 101 (Memorial de Cálculo – pág 1)

MICT - MINISTERIO DA INDUSTRIA, DO COMERCIO E DO TURISMO
INMETRO - INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO QUAL. INDUSTRIAL
DIRETORIA DE METROLOGIA LEGAL - DIVISAO DE ARQUEACAO DE TANQUES

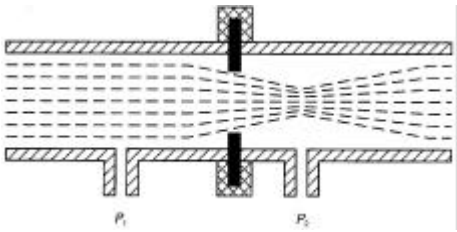
COMPANHIA : PETROLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS
ENDERECO : DTBASA - GEMADRE
- MADRE DE DEUS - BA
TANQUE Nº : 7.101

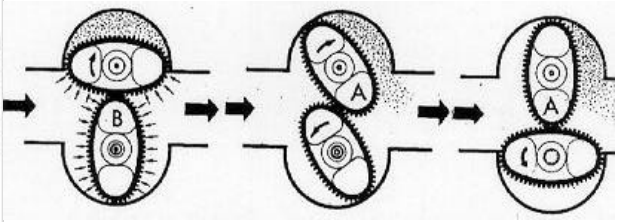
MEMORIAL DE CALCULO PARA TANQUE VERTICAL

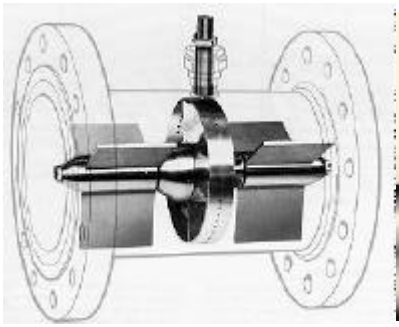
ANEL	DIAMETRO EXTERNO	DIAMETRO INTERNO	FATOR BRUTO	FATOR DE CALCULO	ALTURAS DOS ANEIS INFERIOR	ALTURAS DOS ANEIS SUPERIOR	AMARRACAO ACUMULADA
	mm	mm	litros/cm	litros/cm	cm	cm	litros
1	45.762	45.708	16.408,74	15.755,00	12 -	14	201.222,00
1	45.762	45.708	16.408,74	15.260,00	10 -	12	169.712,00
1	45.762	45.708	16.408,74	14.580,00	8 -	10	139.192,00
1	45.762	45.708	16.408,74	13.607,00	6 -	8	110.032,00
1	45.762	45.708	16.408,74	12.213,00	4 -	6	82.818,00
1	45.762	45.708	16.408,74	10.547,00	2 -	4	58.392,00
1	45.762	45.708	16.408,74	8.583,00	0 -	2	37.298,00

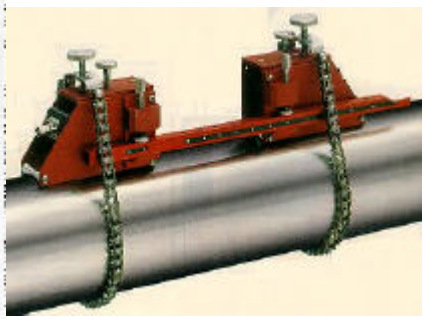
Fig. 6.19. Certificado de Arqueação do TQ 7 101 (Memorial de Cálculo – pág 2)

Medição de Vazão









14. Conceitos Básicos

1. Introdução

A medição da vazão é essencial a todas as fases da manipulação dos fluidos, incluindo a produção, o processamento, a distribuição dos produtos e das utilidades. Ela está associada com o balanço do processo e está diretamente ligada aos aspectos de compra e venda dos produtos. A medição confiável e precisa requer uma correta engenharia que envolve a seleção do instrumento de medição, a sua instalação, a sua operação, a sua manutenção e a interpretação dos resultados obtidos.

O conjunto formado pelo medidor e os trechos da tubulação antes e depois do medidor deve ser considerado globalmente e não apenas o medidor isolado. Este conjunto pode incluir retificadores de vazão, reguladores do perfil da velocidade, filtros e tomadas de medições.

A vazão de fluidos é complexa e nem sempre sujeita à análise matemática exata. Diferente do sólido, os elementos de um fluido vazando podem mover em velocidades diferentes e podem ser sujeitos a acelerações diferentes.

Os três conceitos mais importantes na vazão de um fluido já foram vistos em Mecânica dos Fluidos e são:

1. princípio da conservação da massa, do qual é desenvolvida a equação da continuidade,
2. princípio da energia cinética, que dá origem a certas equações da vazão,
3. princípio do momentum, que trata das forças dinâmicas exercidas pelos fluidos da vazão.

2. Conceito de Vazão

Quando se toma um ponto de referência, a vazão é a quantidade do produto ou da utilidade, expressa em massa ou em volume, que passa por ele, na unidade de tempo. A unidade de vazão é a unidade de volume por unidade de tempo ou a unidade de massa por unidade de tempo.

A vazão volumétrica é igual ao produto da velocidade do fluido pela área da seção transversal da tubulação.

A vazão mássica é igual ao produto da vazão volumétrica pela densidade do fluido . Na prática, como é difícil a medição direta da densidade do fluido e a composição dos gases é constante, usam se as medições da temperatura e da pressão para inferir a densidade.

A partir da vazão volumétrica ou mássica pode se obter a sua totalização, através da integral da vazão instantânea.

Outra dificuldade apresentada na medição da vazão está relacionada com a grande variedade de fluidos manipulados e com o elevado número de configurações diferentes. Por isso, é freqüente na medição da vazão o uso de extrapolações e de similaridades geométricas, dinâmicas e cinemáticas entre os diferentes modelos.

3. Vazão em Tubulação

Em aplicações industriais de medição da vazão, o mais comum é se ter fluidos em tubulações fechadas. O caminho mais empregado para transportar o fluido entre dois pontos da planta é a tubulação com seção circular. O círculo fornece a maior resistência estrutural e apresenta a maior área transversal por unidade de superfície da parede. Por isso, a não ser que seja dito diferente, as palavras tubo e tubulação sempre serão referidas a um conduíte fechado, com seção circular e com diâmetro interno constante.

Ocasionalmente são encontrados conduites com seção transversal não circular ou tubulações com seção circular porém não totalmente preenchidas pelo fluido. Quando se calcula o número de Reynolds, nestas situações, utiliza se o conceito de raio hidráulico, que é a relação entre a área transversal da vazão e o perímetro molhado.

***Fig. 14.1**. Medição de vazão em tubulações*

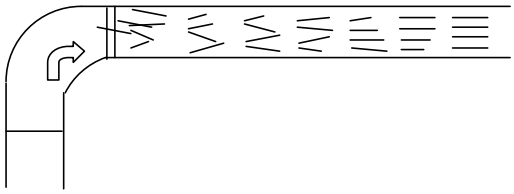


***Fig. 14.2**. Comportamento do fluido dentro da tubulação*

Muitas fórmulas empíricas propostas para a medição da vazão em tubo são muito limitadas e podem ser aplicadas apenas quando as condições reais do processo se aproximam das condições do laboratório.

Para transferir o fluido de A para B, coloca se uma tubulação ligando os dois pontos e instala se uma bomba nesta tubulação. Por causa do atrito entre o fluido móvel e a tubulação fixa, o fluido deve ser pressurizado, para que escoe. Ou seja, para haver vazão do fluido através da tubulação, a pressão na saída da bomba deve ser maior que a pressão na entrada do tanque B. Esta diferença de pressão produz a força que faz o fluido escoar através da tubulação. O fluido atinge um equilíbrio ou fica em vazão de regime permanente quando a força requerida para move-lo através da tubulação é igual a força produzida pela diferença de pressão.

Vários parâmetros influem na queda de pressão ao longo da tubulação: o seu comprimento, o seu diâmetro interno, a velocidade , a densidade e a viscosidade do fluido que se move através da tubulação e o atrito provocado pela rugosidade da parede interna da tubulação no fluido. Existem equações teóricas e experimentais relacionando todos estes parâmetros.

Mesmo quando se usam as unidades métricas, é comum usar a polegada para expressar o diâmetro nominal da tubulação. O tamanho nominal de tubulações iguais e maiores que 14" representa o diâmetro externa da tubulação e os tamanhos nominais menores são aproximações do diâmetro interno.

A espessura da parede da tubulação, determinada pelo *Schedule* do tubo, pode variar substancialmente para um determinado diâmetro da tubulação, enquanto o diâmetro externo permanece constante. Como conseqüência, o diâmetro interno pode variar e por isso há ábacos e tabelas na literatura técnica (Crane, por exemplo) para a sua obtenção. Em geral, quando o número do *Schedule* aumenta, a espessura da parede aumenta e o diâmetro interno diminui.

4. Tipos de Vazão

A vazão pode ser classificada de muitos modos, tais como

1. laminar ou turbulenta,
2. ideal ou real,
3. compressível ou incompressível,
4. homogênea ou com mais de uma fase,
5. viscosa ou sem viscosidade,
6. regime estável ou instável,
7. rotacional ou irrotacional,

Para cada vazão, há hipóteses simplificadoras e as correspondentes equações permitem a sua análise. As simplificações se referem à viscosidade, densidade, pressão, temperatura, compressibilidade e energia em suas diferentes formas. Sempre há aspectos teóricos e informações experimentais.

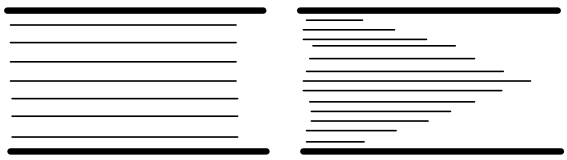
Em qualquer situação existem três condições:

1. a lei de Newton do movimento se aplica para cada partícula em cada instante,
2. a equação da continuidade é válida e
3. nas paredes do tubo, a componente normal da velocidade é igual à velocidade do tubo. Para o fluido real, a componente tangencial da velocidade do fluido na parede é zero, em relação à parede.

4.1. Vazão Ideal ou Real

O fluido ideal não tem viscosidade e por isso não pode haver movimento rotacional das partículas em torno de seus centros de massa e nem tensão de cisalhamento. A vazão de um fluido sem viscosidade é chamada de vazão ideal e pode ser representada por uma única vazão resultante. A vazão ideal é irrotacional. Na vazão ideal as forças internas em qualquer seção são sempre perpendiculares a seção. As forças são puramente forças de pressão. Tal vazão é aproximada e nunca é conseguida na prática.

A vazão de um fluido viscoso é chamada de vazão real. Vazão viscosa e vazão real são sinônimos. Todos os fluidos reais possuem algum grau de viscosidade.



(a) Fluido não viscoso b) Fluido viscoso

***Fig. 14.3**. Vazão ideal ou não ideal*

4.2. Vazão Laminar ou Turbulenta

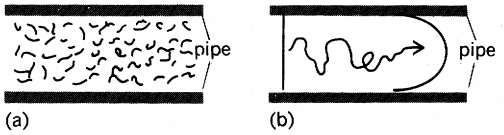
A vazão laminar é assim chamada por que todas as partículas do fluido se movem em linhas distintas e separadas. As partículas do fluido se movem em linhas retas paralelas ao eixo da tubulação, de modo ordenado. A ação é como se as lâminas do fluido escorregassem relativamente entre si. No caso da vazão laminar em uma tubulação circular, a velocidade adjacente a parede é zero e aumenta para um máximo no centro do tubo. O perfil da velocidade é uma parábola e a velocidade média da vazão volumétrica é a metade da velocidade máxima do centro.

A vazão laminar é governada pela Lei de Newton da viscosidade. Ela pode ser considerada como a vazão em que toda a turbulência é amortecida pela ação da viscosidade. Por isso, os termos vazão laminar e vazão viscosa são equivalentes.

A vazão laminar é caracterizada por um movimento suave e contínuo do fluido, com pouca deformação. A vazão laminar é conseguida de vários modos:

1. fluido com pequena densidade,
2. movimento em baixa velocidade,
3. pequenos tamanhos dos corpos como os microrganismos nadando no mar ou
4. fluido com alta viscosidade, tais como os óleos lubrificantes.

A vazão laminar ocorre para vazões com Re menor que 2.000.



(a) vários filamentos (b) único filamento

***Fig. 14.4**. Fluido dentro da tubulação:*

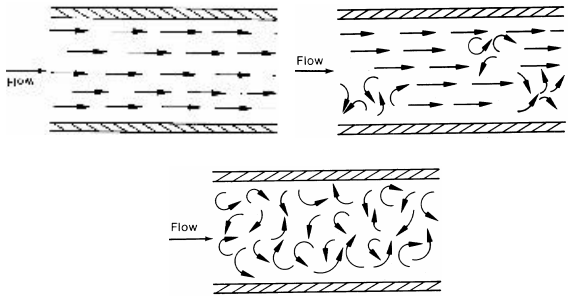
Um modo experimental de verificar quando um fluido está em vazão laminar é introduzir um filamento fino de um líquido colorido na vazão do fluido, através de um tubo de vidro. As trajetórias de todas as partículas do fluido serão paralelas as paredes do tubo e portanto o líquido se move em uma linha reta, como se estivesse dentro de um tubo fino mergulhado no fluido. Este estado da vazão depende da viscosidade, da densidade e da velocidade do fluido. Quando se aumenta a velocidade, a vazão continua laminar até se atingir um valor crítico, acima do qual, o líquido colorido começa a se dispersar e misturar com o fluido vazante. Neste ponto, as partículas do líquido colorido não são mais paralelas as paredes do tubo mas sua velocidade possui componentes transversais. Esta forma de vazão é chamada de turbulenta.

A teoria dos fluidos viscosos lubrificantes em rolamentos se baseia na análise da vazão laminar. Mesmo em vazões com elevados números de Reynolds, como no vôo do avião, há regiões de vazão laminar próximas das superfícies.

A perda da energia na vazão laminar varia linearmente com a velocidade e não com o quadrado da velocidade, como na vazão turbulenta. Esta relação matemática é a base do funcionamento do medidor com resistência linear usado para a medição de vazão laminar.

Na vazão turbulenta não se tem linhas de vazão distintas mas o fluido consiste de uma massa de redemoinhos. As partículas não

seguem a mesma trajetória. O perfil de velocidade mostra a velocidade máxima também no centro, mas a velocidade próxima das paredes da tubulação é igual a metade da máxima velocidade. O perfil é mais chato para um tubo liso do que para um tubo rugoso. A velocidade média no centro de um tubo rugoso é de 0,74 da máxima e no tubo liso vale 0,88 da máxima.



1. Vazão laminar
2. Início da turbulência
3. Vazão turbulenta

***Fig. 14.5**. Vazão laminar ou turbulenta*

No caso de um corpo sólido imerso em fluido vazando, há uma turbulência atrás do corpo, resultando em uma força de arraste no corpo (*drag*).

Na vazão turbulenta as velocidades locais e as pressões flutuam aleatoriamente de modo que as soluções do problema de turbulência requer a mecânica estatística.

Os efeitos da viscosidade ainda estão presentes na vazão turbulenta, mas eles são geralmente mascarados pelas tensões de cisalhamento turbulentas. A difusão, a transferência de calor e as tensões de cisalhamento estão relacionadas diretamente com a turbulência. Turbulência muito acentuada pode provocar a separação da vazão.

Quando a água é bombeada através de tubo em vazão muito elevada, a vazão se torna turbulenta. Para uma determinada pressão aplicada, a vazão pode ser aumentada muitas vezes, simplesmente pela adição de uma pequeníssima quantidade (poucas partes por milhão) de um polímero de altíssimo peso molecular (maior que 1 milhão). Este fenômeno é chamado de redução do arraste e é usado, por exemplo, nas estações de bombeamento nos oleodutos do Alasca.

Erroneamente se pensa que é mais fácil medir vazões laminares. Na prática industrial e na natureza, a maioria das vazões é turbulenta e muitos medidores só conseguir medir vazões com número de Reynolds acima de um determinado limite, tipicamente de 10^4.

4.3. Vazão Estável ou Instável

A vazão estável, também chamada de vazão em regime, é aquela conseguida quando, em qualquer ponto, a velocidade de partículas sucessivas do fluido é a mesma em períodos sucessivos de tempo ($\partial v/\partial t = 0$). Na vazão estável a velocidade é constante em relação ao tempo, mas pode variar em diferentes pontos ou com relação à distância ($\partial v/\partial x \neq 0$). Na vazão estável a velocidade é constante com o tempo, e por isso as outras variáveis (pressão, densidade) também não variam com o tempo.

Obtém-se vazão estável somente quando a profundidade, inclinação, velocidade, área da seção transversal da tubulação são constantes ao longo do comprimento da tubulação. A vazão estável é obtida somente com a vazão laminar. Na vazão turbulenta há flutuações continuas na velocidade e na pressão em cada ponto. Porém, se os valores flutuam em torno de um valor médio constante, de modo simétrico, a vazão pode ser considerada estável. Na vazão estável, as condições são usualmente constantes no tempo, embora, em determinado momento, elas não sejam necessariamente as mesmas em seções diferentes.

Na vazão instável, a velocidade varia com o tempo ($\partial v/\partial t \neq 0$) e como conseqüência, as outras condições (pressão, densidade, viscosidade) também variam em relação ao tempo. Depois de muito tempo, a vazão instável pode se estabilizar ou ficar zero. Esta variação da vazão pode ser lenta, como resultado da ação de uma válvula de controle proporcional ou pode ser rápida, como o resultado do fechamento repentino, que pode produzir o fenômeno conhecido como golpe de aríete ou martelo d'água. A vazão instável acontece também quando se tem a vazão de um reservatório para outro, em que o equilíbrio é conseguido somente quando os dois níveis se igualam.

A vazão instável também inclui o movimento periódico ou cíclico, tal como o das ondas do mar ou o movimento do mar em estuários e outras oscilações. A diferença entre tais casos e a vazão média de regime em vazões turbulentas é que os desvios da média da vazão instável e a escala de tempo são muito maiores.

4.4. Vazão Uniforme e Não Uniforme

Tem-se uma vazão uniforme quando o valor e a direção da velocidade não mudam de um ponto a outro no fluido, ou seja, a velocidade não varia com a distância percorrida ($\partial v/\partial x = 0$). Na vazão uniforme, as outras variáveis do fluido (pressão, densidade, viscosidade) também não variam com a distancia.

A vazão de líquidos sob pressão através de tubulações longas com diâmetro constante é uniforme, com a vazão estável ou instável.

Ocorre a vazão não uniforme quando a velocidade, profundidade, pressão ou densidade do fluido varia de um ponto a outro na vazão ($\partial v/\partial x \neq 0$). A vazão em um tubo com seção variável é não uniforme.

4.5. Vazão Volumétrica ou Mássica

Os medidores industriais podem medir a vazão volumétrica (volume/tempo) ou mássica (massa/tempo).

A massa, junto com as unidades de comprimento e de tempo, constitui a base para todas as medidas físicas. Como um padrão fundamental de medição, a unidade de massa não é derivada de nenhuma outra fonte. As variações de temperatura, pressão, densidade, viscosidade, condutividade térmica ou elétrica não afetam a massa do fluido cuja vazão está sendo medida. Por exemplo, em determinadas temperaturas e pressões, a água é sólida, líquida ou gás. Qualquer que seja o estado da água, porém, 1,0 kilograma de massa de água, gelo ou vapor permanece exatamente 1,0 kilograma.

Atualmente, já é disponível comercialmente medidores diretos de vazão mássica, como o tipo Coriolis, o termal e o medidor com dois rotores. Como a massa do fluido independe de medições de outras variáveis do processo, como pressão, temperatura ou densidade, a medição da vazão mássica é mais vantajosa que a medição da volumétrica, na maioria das aplicações. Porém, em sistemas envolvendo tanques de armazenagem, é essencial que seja medida a vazão volumétrica.

A maioria dos medidores industriais mede a velocidade e infere a vazão volumétrica do fluido. A partir da velocidade e da área da seção transversal da tubulação tem-se a vazão volumétrica. Como o volume do fluido compressível depende umbilicalmente da pressão e da temperatura, deve-se conhecer continuamente os valores da pressão e da temperatura para que o valor do volume tenha significado pratico. Como a pressão estática e a temperatura do processo variam continuamente, para compensar estes desvios dos valores padrão de projeto, medem-se a pressão e a temperatura e fazem-se as correções, obtendo-se a vazão volumétrica compensada. Na prática, a maioria das medições de vazão de líquidos não tem nenhuma compensação, a minoria das vazões de líquidos possui apenas compensação da temperatura. A maioria absoluta das vazões de gases necessita da compensação da pressão e da temperatura, uma minoria reduzida não faz qualquer compensação e algumas aplicações requerem ainda a medição e compensação da densidade, além das medições de pressão e temperatura. Há aplicações onde se mede a temperatura e usa o seu valor para compensar a variação provocada simultaneamente no volume e na densidade do fluido.

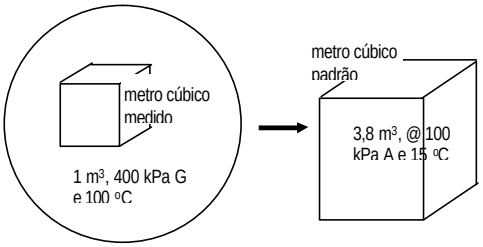


***Fig. 14.6**. Relação entre volume medido e volume à condição padrão (standard)*

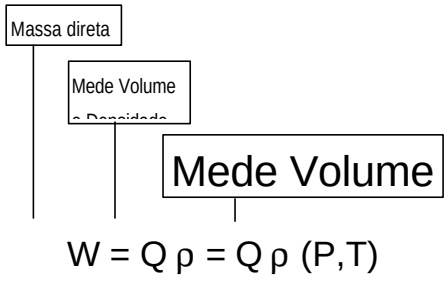


***Fig. 147.** Relação entre volume e massa*

4.6. Vazão Incompressível e Compressível

Na vazão incompressível o fluido se move com a densidade constante. Nenhum fluido é verdadeiramente incompressível, desde que até os líquidos podem variar a densidade quando submetidos à altíssima pressão. Na prática, para fluidos com número de Mach menor que 0,3 a vazão pode ser considerada incompressível. É quase impossível se atingir a velocidade de líquido de 100 m/s, por causa da altíssima pressão requerida. Por isso o líquido é considerado incompressível.

A diferença essencial entre um fluido compressível e um incompressível está na velocidade do som. Em um fluido incompressível a propagação da variação de pressão é praticamente instantânea; em um fluido compressível a velocidade é finita. Um pequeno distúrbio se propaga na velocidade do som.

Quando a velocidade do fluido se iguala a velocidade do som no fluido, a variação da densidade (ou do volume) é igual a variação da velocidade. Ou seja, grande variação da velocidade, em vazão de alta velocidade, causa grande variação na densidade do fluido.

A vazão do gás pode facilmente atingir velocidades compressíveis. Por exemplo, dobrando a pressão do ar de 1 para 2 atmosferas, pode-se ter velocidade supersônica.

Para a vazão turbulenta de um fluido incompressível, o efeito da variação da densidade na expressão da turbulência é desprezível. Porém, este efeito deve ser considerado em fluido compressível. O estudo da vazão turbulenta de um fluido compressível requer a correlação das componentes da velocidade, da densidade e da pressão

Os gases são compressíveis e as equações básicas da vazão devem considerar as variações na densidade, provocadas pela pressão e temperatura.

Para os fluidos compressíveis, como os gases e vapores, é necessário adicionar os termos térmicos à equação de Bernoulli para obter uma equação que considere a energia total e não apenas a energia mecânica.

A vazão mássica de um fluido compressível em uma tubulação, com uma dada pressão de entrada, se aproxima de uma determinada vazão limite, que não pode ser excedida, por mais que reduza a pressão da saída.

A máxima velocidade de um fluido compressível em uma tubulação é limitada pela velocidade de propagação da onda de pressão que se desloca a velocidade do som no fluido. Como a pressão cai e a velocidade aumenta ao longo da tubulação, com área da seção transversal constante, a máxima velocidade ocorre na extremidade final da tubulação. Se a queda da pressão é muito alta, a velocidade da saída atingirá a velocidade do som. A diminuição adicional da pressão de saída não é sentida a montante porque a onda de pressão pode se deslocar, no máximo, a velocidade do som. A queda de pressão adicional, obtida pela diminuição da pressão de saída após se atingir a máxima descarga ocorre além do fim da tubulação. Esta pressão é perdida em ondas de choque e turbulências do jato do fluido.

Pode se mostrar teoricamente que a relação das pressões antes e depois de um elemento primário de medição de vazão não pode ser menor que um valor crítico. Quando a pressão através da restrição é igual a esta fração crítica multiplicada pela pressão antes do elemento, a vazão é máxima e não pode ser aumentada, a não ser que se aumente a pressão antes do elemento.

A vazão máxima de um fluido compressível depende do expoente isentrópico, da densidade e da relação das pressões antes e depois do elemento de vazão.

4.7. Vazão Rotacional e Irrotacional

Na vazão rotacional, a velocidade de cada partícula varia diretamente com a sua distância do centro de rotação. Na vazão rotacional, cada pequena partícula do fluido parece rodar em torno de seu próprio eixo, para um observador fixo. Por exemplo, a vazão em um cilindro girando em torno de seu eixo, a vazão do fluido no interior da bomba.

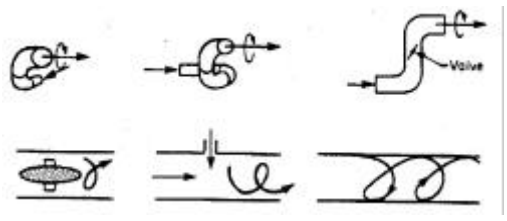


***Fig. 14.8**. Perturbações que criam distorção do perfil, vazões secundárias e redemoinhos*

Na vazão irrotacional, cada pequena parcela ou elemento do fluido preserva sua orientação original. Como um elemento do fluido pode ser girado em torno de seu eixo somente com aplicação de forças viscosas, o fluido rotacional é possível somente com fluido real viscoso e a vazão irrotacional só pode ser obtida de fluido ideal não viscoso. Para fluido com pequena viscosidade, tal como ar e água, a vazão irrotacional pode ser aproximada em um vórtice livre. Em um vórtice livre, um corpo de fluido gira sem a aplicação de torque externo por causa do momentum angular previamente aplicado nele Exemplos são a rotação do fluido que sai de um bomba centrífuga, um furacão de ar ou a rotação da água entrando no dreno de um vaso.

Uma vazão irrotacional se torna rotacional quando a tubulação muda de direção, formando ângulos de 90^{O}.

Há medidores de vazão, como o tipo vortex e efeito Coanda que provocam artificialmente vórtices para a medição do valor da vazão.

Quando for indesejável e geralmente o é, a rotação da vazão, usam-se retificadores de vazão para eliminar os redemoinhos.

4.8. Vazão monofásica e bifásica

Nenhum medidor de vazão pode distinguir entre um líquido puro e um líquido contendo ar ou gás entranhado. O gás entranhado pode resultar em medição com grande erro, mesmo quando a quantidade de ar for pequena. Quando se tem um medidor de vazão para medir líquido e há gás em suspensão ou quando se tem um medidor para gás e há líquido condensado, há erros grosseiros de medição. Para se garantir medições com pequenos erros devidos a vazão multifásica, deve-se instalar eliminador de gás.

O eliminador de gás reduz a velocidade do fluido em uma câmara para dar tempo ao gás escapar antes de reentrar na tubulação. Quando o gás se acumula, o nível do líquido cai, baixando uma bóia que abre um vent para liberar o gás do eliminador. Deve-se manter uma pressão de retorno na saída suficientemente grande para garantir uma vazão de descarga correta do gás.

Atualmente, há desenvolvimento de medidores para a indústria de petróleo para medir e distinguir as vazões de diferentes fases, mas estes medidores ainda não estão disponíveis comercialmente ou ainda possuem preços elevados. Realmente, são vários medidores em um único invólucro, cada medidor com um princípio de funcionamento diferente e cada um detectando e medindo uma fase. O receptor microprocessado faz a separação dos sinais e dá o resultado da vazão de cada fase.

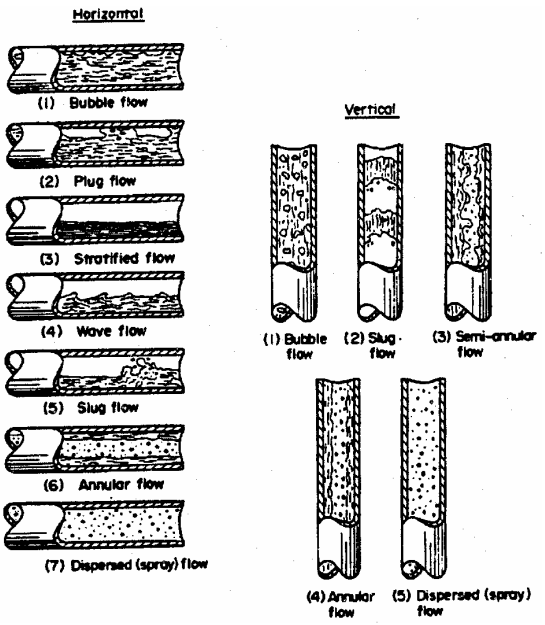


***Fig. 14.9**. Tipos de vazão multifásica*

As vazões com duas fases, líquida e gasosa, ocorrem quando há instabilidade e turbulência na tubulação e dependem da velocidade do fluido. As vazões bifásicas mais comuns são:

1. Vazão de bolha (bubble), quando há bolhas de gás dispersas através do líquido
2. Vazão plug, quando há grande bolha de gás na fase líquida
3. Vazão estratificada, quando há uma camada de líquido abaixo de uma camada de gás
4. Vazão ondulada, parecida com a estratificada, porém a interface gás-líquido é ondulada por causa da alta velocidade da vazão
5. Vazão anular, quando há um filme líquido nas paredes internas com gás no centro

4.9. Vazão Crítica

Quando um gás é acelerado através de uma restrição, sua velocidade aumenta, a pressão diminui e sua densidade diminui. Desde que a vazão mássica é uma função da densidade e da velocidade, existe uma área crítica em que o fluxo de massa é máximo. Nesta área, a velocidade é sônica e a vazão é chamada de crítica ou de choque. Para líquidos, se a pressão na área mínima é reduzida à pressão de vapor, forma-se uma zona de cavitação que restringe a vazão, de modo que a diminuição da pressão a jusante não aumenta a vazão. Em ambos os casos, a vazão mássica pode somente ser aumentada pela aumento da pressão a montante.

Quando o gás passa através de um bocal com uma grande diferença de pressão entre a entrada e a garganta do bocal, de modo que a velocidade do fluido atinge a velocidade do som neste fluido, a vazão através desta restrição é a crítica. A vazão crítica independe das condições a jusante, sendo função apenas das condições a montante. Ou seja, pode-se diminuir a pressão depois do bocal que a vazão não aumenta. A velocidade do som no gás é a maior velocidade obtível e a vazão mássica é dada por:

$$W = 0{,}035KYd^2F_a\sqrt{\rho\Delta p}$$

ou

$$Q = 0{,}035KYd^2F_a\sqrt{\frac{h_w}{\rho}}$$

onde

ΔP é a queda de pressão no bocal

Y é o fator de expansão do gás

F_a é o fator de expansão termal da área

h_w é pressão diferencial em coluna

d é o diâmetro do bocal

ρ é a densidade do gás, nas condições reais

K é uma constante de calibração

$$K = \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}}$$

onde

C é o coeficiente de descarga do bocal

β é a relação d/D do bocal

Por causa da vazão crítica ser caracterizada pela velocidade do gás na garganta ser igual à velocidade do som, existe uma relação fixa das pressões na entrada (P_1) e na garganta (P_2) para qualquer pressão de entrada, desde que a condição crítica seja mantida. Como conseqüência, não se necessita de tomada de pressão e a vazão mássica depende apenas de P1 e T1. Como a velocidade é sônica, a pressão a jusante (P_3) não afeta a pressão a montante (P_1), mas para se manter a vazão crítica, deve-se ter a relação:

$$\frac{P_3}{P_1} < 0{,}8$$

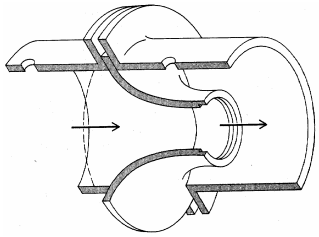


Fig. 14.10. Bocal, onde há vazão crítica

Este fenômeno só acontece com o bocal. A vazão crítica não ocorre com a placa de orifício de canto reto, pois a diminuição da pressão a jusante sempre faz a vazão aumentar. O bocal de vazão é usado como padrão secundário na calibração de medidores de vazão de gases, pois ele pode gerar vazões constantes e previamente calculadas pelo seu formato. Tubos venturi de cavitação (com melhor rendimento) ou orifícios de restrição (com pequena precisão) são usados como limitadores de vazão de líquidos no caso de falhas a jusante do sistema.

5. Perfil da Velocidade

O termo velocidade, a não ser quando dito diferente, se refere a velocidade média em uma dada seção transversal e é expressa pela equação da continuidade para uma vazão em regime:

$$v = \frac{Q}{A}$$

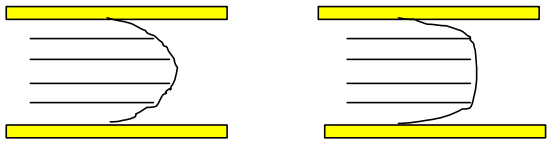
ou

$$v = \frac{W}{\rho A}$$

O perfil da velocidade da vazão é provavelmente o mais importante e menos conhecido parâmetro de influência da vazão. A velocidade através do diâmetro da tubulação varia e a distribuição é chamada de perfil de velocidade do sistema.

Osborne Reynolds observou que um fluido newtoniano pode possuir dois perfis distintos de velocidade, quando em vazão uniforme: vazão laminar e vazão turbulenta.

Para a vazão laminar, o perfil é parabólico e a velocidade no centro da tubulação é cerca de duas vezes a velocidade média. Para a vazão turbulenta, depois de um trecho reto de tubulação suficientemente longo, o perfil da vazão se torna totalmente desenvolvido e a velocidade no centro da tubulação é cerca de somente 1,2 vezes a velocidade média e somente nesta região se pode fazer medição suficientemente precisa.



(a) Laminar (b) Turbulenta

***Fig. 14.11**. Perfis de velocidade*

A vazão é dita turbulenta quando os jatos se misturam, se agitam e se movem aleatoriamente. Ocorre tipicamente para fluido com baixa viscosidade e alta velocidade.

Os valores razoáveis das velocidades dos fluidos nas tubulações, nas bombas, nas linhas de drenagem são dadas em tabelas, variando de 1,2 m/s (bomba de sucção) até 4,6 m/s (água de alimentação de caldeira). Para vapor d'água, as velocidades variam de 1 200 m/m (vapor saturado e com pressão abaixo de 14 kgf/cm^2) até 6 000 m/m (vapor superaquecido, com pressão acima de 14 kgf/cm^2).

Para os medidores, a velocidade muito baixa do fluido pode provocar deposição de lodo e a velocidade muito elevada pode provocar a erosão e o desgaste dos seus internos.

Se o fluido tivesse viscosidade zero, a velocidade dele quando em movimento dentro de uma tubulação teria uma seção transversal uniforme, ou seja, a velocidade seria a mesma, qualquer que fosse a posição da partícula do fluido. A existência da viscosidade, mesmo pequena, induz uma ação de cisalhamento entre as partículas adjacentes do fluido, reduzindo a velocidade para zero, na parede da tubulação e tendo um valor máximo no centro da tubulação, formando um perfil não uniforme.

Quando um fluido entra na tubulação, sua velocidade é uniforme na entrada. A camada limite aumenta com a distância da entrada até que a vazão fique totalmente desenvolvida. Da equação da continuidade e de Bernoulli, pode-se mostrar que a pressão diminui ao longo da tubulação. O comprimento para que a vazão fique totalmente desenvolvida é dada pela equação de Boussinesq:

$$X_L = 0{,}03\, R_e D$$

onde

X_L é a distância para a vazão estar totalmente desenvolvida,

Re é o número de Reynolds,

D é o diâmetro interno da tubulação

Há vários critérios para definir quando a vazão está totalmente desenvolvida:

1. queda da pressão,
2. distribuição da velocidade média
3. quantidades turbulentas.

Porém, estes critérios dão valores muito diferentes; o critério do gradiente de pressão estabelece 3 a 4D depois da entrada da vazão, a velocidade média dá de 30 a 60 D e as quantidades turbulentas dão valores acima de 60 D. Geralmente, o critério adotado para o desenvolvimento completo da vazão é o ponto onde os perfis da velocidade média não variam com a distância na direção da vazão.

6. Seleção do Medidor

6.1. Sistema de Medição

Um sistema de medição, incluindo o de medição de vazão, é constituído de

1. elemento sensor
2. condicionador de sinal
3. apresentador de sinal

O elemento sensor ou primário geralmente está em contato direto com o fluido (parte molhada), resultando em alguma interação entre a vazão medida e a saída do sensor. Esta interação pode ser, mas não se restringe a

1. separação do jato do fluido,
2. aceleração,
3. queda de pressão,
4. alteração da temperatura,
5. formação de vórtices,
6. indução de força eletromotriz,
7. rotação de *impellers*,
8. criação de uma força de impacto,
9. criação de momentum angular,
10. aparecimento de força de Coriolis,
11. alteração no tempo de propagação

O condicionador de sinal tem a função de medir a grandeza física gerada pela interação do sensor com a vazão do fluido e transformá-la em forma mais conveniente para o display de volume, peso ou vazão instantânea. O condicionador de sinal é finalmente ligado a um instrumento receptor de display, como indicador, registrador ou totalizador. Na medição de vazão, o condicionador é também chamado de elemento secundário.

As condições para a instalação apropriada e a operação correta, os erros e as outras características do elemento primário são independentes e diferentes das características do elemento secundário, de modo que eles devem ser tratados separadamente. O elemento primário se refere especificamente à medição de vazão e o elemento secundário se refere à instrumentação em geral. A placa de orifício é o elemento primário que mede a vazão gerando uma pressão diferencial e será estuda aqui. O transmissor de pressão diferencial, que é o elemento secundário associado a ela, será visto aqui muito superficialmente, para completar o estudo do sistema de medição. Este mesmo transmissor pode ser usado em outras aplicações, para medir nível ou pressão manométrica.

6.2. Tipos de Medidores

As classificações dos medidores de vazão se baseia somente no tipo do elemento primário ou no princípio físico envolvido.

Os medidores de vazão podem ser divididos em dois grandes grupos funcionais:

1. medidores de quantidade
2. medidores de vazão instantânea.

Os medidores de vazão podem ser ainda classificados sob vários aspectos, como

1. relação matemática entre a vazão e o sinal gerado, se linear ou não-linear;
2. tamanho físico do medidor em relação ao diâmetro da tubulação, igual ou diferente;
3. fator K, com ou sem
4. tipo da vazão medida, volumétrica ou mássica,
5. manipulação da energia, aditiva ou extrativa.

Obviamente, há superposições das classes. Por exemplo, a medição de vazão com placa de orifício envolve um medidor de vazão

1. volumétrica instantânea,
2. com saída proporcional ao quadrado da v
3. vazão, com diâmetro total,
4. sem fator K e
5. com extração de energia.

O medidor de deslocamento positivo com pistão reciprocante é um medidor de

1. quantidade,
2. linear,
3. com fator K,
4. com diâmetro total e
5. com extração de energia.

O medidor magnético é um medidor de vazão

1. volumétrica instantânea,
2. com fator K,
3. diâmetro total
4. com adição de energia.

Quantidade ou Vazão Instantânea

No medidor de quantidade, o fluido passa em quantidades sucessivas, completamente isoladas, em peso ou em volumes, enchendo e esvaziando alternadamente câmaras de capacidade fixa e conhecida, que são o elemento primário. O elemento secundário do medidor de quantidade consiste de um contador para indicar ou registrar a quantidade total que passou através do medidor.

O medidor de quantidade é, naturalmente, um totalizador de vazão. Quando se adiciona um relógio para contar o tempo, obtém-se também o registro da vazão instantânea.

No medidor de vazão instantânea, o fluido passa em um jato contínuo. O movimento deste fluido através do elemento primário é utilizado diretamente ou indiretamente para atuar o elemento secundário. A vazão instantânea, ou relação da quantidade de vazão por unidade de tempo, é derivada das interações do jato e o elemento primário por conhecidas leis físicas teóricas suplementadas por relações experimentais.

Linear e não linear

A maioria dos medidores de vazão possui uma relação linear entre a vazão e a grandeza física gerada. São exemplos de medidores lineares: turbina, magnético, área variável, resistência linear para vazão laminar, deslocamento positivo.

O sistema de medição de vazão mais aplicado, com placa de orifício é não linear. A pressão diferencial gerada pela restrição é proporcional ao quadrado da vazão medida. Exemplo de outro medidor não-linear é o tipo alvo, onde a força de impacto é proporcional ao quadrado da vazão.

A rangeabilidade do medidor, que é a relação entre a máxima vazão medida dividida pela mínima vazão medida, com o mesmo desempenho é uma função inerente da linearidade. Os medidores lineares possuem a rangeabilidade típica de 10:1 e os medidores com grandeza física proporcional ao quadrado da vazão possuem a rangeabilidade de 3:1.

Exemplos típicos de medidores de vazão não-lineares: placa de orifício, venturi, bocal, target, calha Parshall (exponencial); medidores lineares: turbina, deslocamento positivo, magnético, coriolis, área variável.

Diâmetros Totais e Parciais do Medidor

Sob o aspecto da instalação do medidor na tubulação, há dois tipos básicos: com buraco pleno (*full bore*) ou de inserção.

A maioria dos medidores possuem aproximadamente o mesmo diâmetro que a tubulação onde ele é instalado. A tubulação é cortada, retira-se um carretel do tamanho do medidor e o instala, entre flanges ou rosqueado.

Tipicamente o seu diâmetro é aproximadamente igual ao da tubulação, e ele é colocado direto na tubulação, cortando a tubulação e inserindo o medidor alinhado com ela. Esta classe de medidores é mais cara e com melhor desempenho. Exemplos de medidores com diâmetro pleno: placa, venturi, bocal, turbina, medidor magnético, deslocamento positivo, target, vortex.

A outra opção de montagem é através da inserção do medidor na tubulação. Os medidores de inserção podem ser portáteis e são geralmente mais baratos porém possuem desempenho e precisão piores. Exemplos de medidores: tubo pitot e turbina de inserção.

Medidores Com e Sem Fator K

Há medidores que possuem o fator K, que relaciona a vazão com a grandeza física gerada. A desvantagem desta classe de medidores é a necessidade de outro medidor padrão de vazão para a sua aferição periódica. São exemplos de medidores com fator K: turbina, magnético, Vortex.

O sistema de medição de vazão com placa de orifício é calibrado e dimensionado a partir de equações matemáticas e dados experimentais disponíveis. A grande vantagem da medição com placa de orifício é a sua calibração direta, sem necessidade de simulação de vazão conhecida ou de medidor padrão de referência.

Medidores volumétricos ou mássicos

A maioria dos medidores industriais mede a velocidade do fluido. A partir da velocidade se infere o valor da vazão volumétrica (volume = velocidade x área). A vazão volumétrica dos fluidos compressíveis depende da pressão e da temperatura. Na prática, o que mais interessa é a vazão mássica, que independe da pressão e da temperatura.

Tendo-se a vazão volumétrica e a densidade do fluido pode-se deduzir a vazão mássica. Porém, na instrumentação, a medição direta e em linha da densidade é difícil e complexa. Na prática, medem-se a vazão volumétrica, a pressão estática e a temperatura do processo para se obter a vazão mássica, desde que a composição do fluido seja constante.

Atualmente, já são disponíveis instrumentos comerciais que medem diretamente a vazão mássica. O mais comum é o baseado no princípio de Coriolis.

Energia Extrativa ou Aditiva

Em termos simples, os medidores de vazão podem ser categorizados sob dois enfoques diferentes relacionados com a energia: ou extraem energia do processo medido ou adicionam energia ao processo medido.

Como o fluido através da tubulação possui energia, sob várias formas diferentes, como cinética, potencial, de pressão e interna, pode-se medir a sua vazão extraindo alguma fração de sua energia. Este enfoque de medição envolve a colocação de um elemento sensor no jato da vazão. O elemento primário extrai

alguma energia do fluido suficiente para fazê-lo operar.

A vantagem desta filosofia é a não necessidade de uma fonte externa de energia. Porém, o medidor é intrusivo e oferece algum bloqueio a vazão, o que é uma desvantagem inerente a classe de medição.

Exemplos de medidores extratores de energia: placa de orifício, venturi, bocal, alvo, cotovelo, área variável, pitot, resistência linear, vertedor, calha, deslocamento positivo, turbina e vortex.

O segundo enfoque básico para medir a vazão é chamado de energia aditiva. Neste enfoque, alguma fonte externa de energia é introduzida no fluido vazante e o efeito interativo da fonte e do fluido é monitorizado para a medição da vazão. A medição com adição de energia é não intrusivo e o elemento primário oferece nenhum ou pequeno bloqueio a vazão. Como desvantagem, é necessário o uso de uma fonte externa de energia.

Exemplos de medidores aditivos de energia: magnético, sônico, termal.

O número de medidores baseados na adição da energia é menor que o de medidores com extração da energia. Isto é apenas a indicação do desenvolvimento mais recente destes medidores e este fato não deve ser interpretado de modo enganoso, como se os medidores baseados na adição da energia sejam piores ou menos favoráveis que os medidores baseados na extração da energia.

6.3. Parâmetros da Seleção

Quanto maior o número de opções, mais difícil é a escolha. A seleção do medidor de vazão é uma tarefa difícil e complexa, geralmente exigindo várias iterações para se chegar à melhor escolha. Para dificultar a escolha, a vazão é a variável do processo industrial que possui o maior número de diferentes elementos sensores e de medidores.

São disponíveis tabelas relacionando os tipos dos medidores e as suas aplicações ideais, aceitáveis e proibidas. Porém, tais tabelas não são completas e não consideram todas as exigências e aplicações. Às vezes, elas são apresentadas pelo suspeito fabricante de determinado medidor e relacionam imparcialmente as principais vantagens do medidor especifico. A seleção do medidor é algo tão complicado que não deve-se limitar a uma tabela bidimensional.

Os parâmetros que devem ser considerados na escolha e na especificação do medidor de vazão são os seguintes:

Dados da Vazão

Antes da seleção do medidor de vazão mais conveniente e para qualquer medidor escolhido é mandatório se ter todos os dados disponíveis da vazão de modo claro, confiável e definitivo. A vazão requer mais dados que a temperatura e a pressão, pois devem ser conhecidas as condições e instalações do processo e do fluido medido.

É necessário o conhecimento dos seguintes dados da vazão

1. o tamanho da linha a ser usada. Este dado pode ser usado como verificação do dimensionamento do medidor. Nunca se poderá ter um medidor de vazão com diâmetro maior que o diâmetro da linha onde ele será montado. Quando se obtém o diâmetro do medidor maior do que o da linha, geralmente há um erro relacionado com a vazão máxima do processo, que está superdimensionada.
2. a faixa de medição vazão máxima, mínima e normal. A vazão é a variável de processo mais afetada pela rangeabilidade, que é a habilidade do medidor operar desde vazão muito pequena até vazão muito elevada, com o mesmo desempenho. A maioria dos erros de vazão é devida à medição de baixas vazões em um medidor dimensionado para elevada vazão máxima.
3. a precisão requerida, que depende do uso da medição, se para uma verificação interna, se para compra e venda de produto. Deve ser bem determinado o que se está medindo (massa, velocidade ou volume), o que se está cobrando, quais as correções necessárias a serem feitas (temperatura, densidade), qual a classe de precisão e a rangeabilidade das medições (linear, não-linear).
4. a função do instrumento indicação, registro, controle, totalização.
5. a responsabilidade e a integridade do instrumento simples verificação, cobrança, ligado a segurança.
6. o tipo de vazão se pulsante, constante, com golpe de aríete, turbulenta, laminar.
7. as características e tipo do fluido medido (líquido, vapor ou gás), qualidade do vapor (saturado ou superaquecido), condições (sujeira, sólidos em suspensão, abrasividade), pressão estática, temperatura do processo, perda de carga permissível, velocidade, número de Reynolds correspondente, densidade, viscosidade, compressibilidade, peso molecular do gás ou do vapor e pressão de vapor do líquido.

8. os efeitos de corrosão química do fluido, para a escolha dos materiais em contato direto com o processo,

Custo de Propriedade

O custo do sistema de medição incluem os relativos a instalação, operação e manutenção. A maioria das pessoas só considera os custos diretos e imediatos da compra dos instrumentos, o que é incompleto.

Por exemplo, os custos de um sistema de medição com placa de orifício incluem:

1. placa (dimensionamento, confecção)
2. instalação da placa: flange com furo ou furos na tubulação.
3. transmissor pneumático, eletrônico convencional ou inteligente. Se pneumático, ainda há custos do filtro regulador de pressão de alimentação,
4. tomada do transmissor à tubulação, com distribuidor de três ou cinco válvulas para bloqueio e equalização,
5. instrumento receptor com escala raiz quadrática ou com escala linear mais um instrumento ou circuito extrator de raiz quadrada.
6. se não houver trecho reto suficiente para a instalação da placa, deve-se adicionar um retificador de vazão, que é muito caro.
7. quando se quer uma maior precisão do sistema de medição, pode-se montar a placa em um trecho reto especial, com as tomadas prontas, com acabamentos especiais, com centralização garantida da placa, porém este kit de medição é caríssimo.

Quando a perda de pressão permanente provocada pela placa é muito grande, deve-se aumentar a pressão na entrada do sistema (que custa algo) ou então trocar a placa de orifício por um tubo venturi, que provoca uma perda de carga muito menor mas que custa muito mais que a placa.

Existem ainda custos invisíveis relacionados com a manutenção futura e com as calibrações posteriores. Instrumentos sem peças móveis (p. ex., medidor magnético e vortex) normalmente requerem menos manutenção que instrumentos com peças móveis (p. ex., turbina e deslocamento positivo). A calibração do medidor de vazão pode requerer um padrão de vazão com classe de precisão superior a do medidor, que pode custar mais caro que o próprio medidor. O sistema com placa de orifício é calibrado em relação à pressão diferencial e por isso requer um padrão de pressão e não requer padrão de vazão.

Quando se tem uma grande quantidade de medidores com fator K, que requerem calibrações periódicas, deve-se fazer um estudo econômico para implantação de um laboratório de vazão, em vez de enviar todos os medidores para o laboratório do fabricante ou um laboratório especializado.

Função

A função associada à vazão, a ser fornecida pelo instrumento receptor: indicação instantânea; registro para totalização posterior ou apenas para verificação; controle continuo ou liga-desliga ou a totalização direta da vazão, no local ou remotamente é um fator determinante na escolha do medidor.

Medidores com saída em pulso são convenientes para totalização; medidores com saída analógica são mais apropriados para registro e controle. Para a indicação, é indiferente se o sinal é analógico ou digital. Medidores com deslocamento positivo são totalizadores naturais de vazão. Rotâmetros são adequados para indicação local e a indicação remota requer o uso do sinal de transmissão padrão.

Desempenho

A precisão do medidor inclui a repetitividade, reprodutitividade, linearidade, sensibilidade, rangeabilidade e estabilidade da operação. A exatidão do medidor se refere à calibração e à necessidade de recalibrações ou aferições freqüentes.

Existem medidores cuja precisão é expressa pelo fabricante como percentagem do fundo de escala, como percentagem do valor medido ou como percentagem da largura de faixa. A precisão expressa pelo fabricante é válida apenas para o instrumento novo e nas condições de calibração. A precisão total da malha é a resultante da soma das precisões do elemento sensor, do elemento secundário, do instrumento receptor, dos padrões de calibração envolvidos e das condições de calibração.

Geralmente, quanto mais preciso o instrumento, mais elevado é o seu custo. O medidor mais preciso é a turbina medidora de vazão, usada como padrão de calibração de outros medidores. Porém, o mesmo tipo de medidor pode ter diferentes precisões em função do fabricante, projeto de construção e materiais empregados.

Geometria

A geometria do processo inclui a tubulação fechada, esteira ou canal aberto; a disponibilidade de trechos retos antes e depois do local do medidor; a necessidade de uso

adicional de retificadores de vazão e modificações das instalações existentes.

Medidores diferentes requerem trechos retos a montante e a jusante do medidor diferentes. Geralmente o trecho reto a montante é maior que o trecho reto a jusante. Quando o trecho reto for insuficiente, deve-se usar retificadores de vazão.

Quando o medidor é muito pesado, deve-se usar suporte para ele. Também, o medidor de vazão não pode provocar tensões mecânicas na tubulação onde ele é inserido.

As dimensões e o peso do medidor estão relacionadas com a facilidade de armazenagem, a manipulação e a montagem do medidor na tubulação. A maioria dos medidores é instalada entre flanges e pelas especificações do fabricante, pode-se planejar os cortes na tubulação e a colocação das flanges adequadas para montar o medidor. É essencial que o medidor esteja alinhado com a tubulação, ou seja, que os eixos do medidor e da tubulação sejam coincidentes.

Instalação

A instalação do medidor inclui todos os acessórios, tomadas, filtros, retificadores, suportes e miscelânea do medidor. Antes de escolher o medidor, deve-se avaliar a facilidade da instalação na tubulação já existente, a simplicidade da operação futura e a possibilidade de retirada e de colocação do medidor sem interrupção do processo.

Todo medidor de vazão deve ser montado em local de fácil acesso para o operador de campo do processo e principalmente, para o instrumentista reparador. Quando a retirada do medidor não pode afetar a operação do processo, deve-se prover um bypass para o medidor. Medidores de vazão para compra e venda de material não deve ter by pass. É disponível dispositivo para retirar e colocar placa de orifício na tubulação, sem interrupção do processo (*válvula* ou porta placa Daniel ou Pecos).

Medidores frágeis, com peças móveis e que manipulem fluidos com sólidos em suspensão geralmente requerem filtros a montante. Os inconveniente do filtro são o seu custo em si e o aumento da perda de carga permanente.

Faixa de Medição

A faixa de medição da vazão inclui os valores máximo e mínimo, largura de faixa, condições de pressão estática e de temperatura do processo. Embora toda faixa teórica de medição seja de 0 até a vazão máxima, a rangeabilidade do medidor define a vazão mínima que pode ser medida com a mesma precisão que a máxima. Os medidores lineares possuem maior rangeabilidade que os medidores com saída proporcional ao quadrado da vazão, como a placa de orifício. Os medidores digitais possuem maior rangeabilidade que os analógicos.

O diâmetro do medidor de vazão é sempre menor que o diâmetro da tubulação; em raros casos ambos os diâmetros são iguais. Um medidor deve ser dimensionado ter capacidade de, no máximo, 80% da vazão máxima de projeto e a vazão normal de trabalho deve estar entre 75 a 80% da vazão máxima do medidor. Quanto maior a vazão medida, menor é o erro relativo da medição, principalmente quando o medidor tem precisão expressa em percentagem do fundo de escala. Medidor de vazão com peças móveis que trabalhe muito tempo em sua vazão máxima tem vida útil diminuída drasticamente. Quando o medidor trabalha próximo da sua capacidade máxima, a velocidade do fluido é a máxima e há maior chance de haver cavitação do fluido dentro do medidor, que pode destruí-lo rapidamente.

Fluido

As características químicas e físicas do fluido que entra em contato direto com o medidor: corrosividade, viscosidade, abrasividade, sólidos em suspensão, valor e perfil da velocidade são determinantes na escolha do medidor de vazão e dos seus materiais constituintes.

O fluido serve para eliminar medidores. Por exemplo, o medidor magnético mede somente fluidos eletricamente condutores; a turbina mede somente fluidos limpos, o medidor ultra-sônico mede somente fluidos com partículas em suspensão. Dependendo do tipo da sujeira e do medidor, a solução é usar filtro antes do medidor, com os seus inconvenientes inerentes.

O problema da corrosão química pode ser eliminado com a escolha adequada do material das partes molhadas e do fluido. Na literatura técnica, são disponíveis tabelas com a lista de materiais recomendados, aceitáveis e proibidos para uso com determinados produtos. No aspecto de corrosão e compatibilidade com fluidos, o melhor medidor é o magnético, por causa da grande variedade do material de revestimento e dos eletrodos.

O problema de erosão física pode ser eliminado com o dimensionamento correto do medidor, que resulte em velocidades baixas. Às vezes, a solução também envolve o uso de filtro para eliminar partículas abrasivas em suspensão. Medidores com peça móvel e com

elemento intrusivo geralmente são mais susceptíveis à erosão e desgaste que os medidores sem peça móvel e não intrusivos.

O perfil de velocidade é muito importante quando se tem medidores de inserção, onde a posição do medidor deve ser matematicamente estabelecida.

Perda de Carga

A perda de carga permanente é a queda de pressão que o medidor provoca irrecuperavelmente na pressão estática da tubulação. Os medidores intrusivos provocam grande perda de carga e os medidores não intrusivos provocam pequena ou nenhuma perda de carga. Quanto maior a perda de carga provocada pelo medidor, maior deve ser a pressão a montante do medidor e como conseqüência, maior a pressão de bombeamento.

O medidor magnético praticamente não provoca queda de pressão adicional; o medidor ultra-sônico pode ser colocado externamente à tubulação (*clamp on*) para medir a vazão. O outro inconveniente de se provocar grande perda de carga, além da maior pressão a montante, é a possibilidade de haver cavitação no líquido, que pode destruir o medidor. A cavitação é provocada por baixa pressão.

Tecnologia

A tecnologia empregada está associada à manutenção, tradição e número de peças de reposição. É uma boa prática de engenharia padronizar um medidor de vazão, pois isso facilita a manutenção e diminui o número de peças de reposição. Nota-se que os medidores à base de energia extrativa são mais numerosos e mais usados que os medidores de energia aditiva. No Brasil, há medidores que tiveram um bom trabalho de marketing e são muito vendidos, como o medidor mássico coriolis. Outros medidores, com excelente desempenho, como o tipo vortex, são pouco conhecidos e pouco usados.

7. Medidores aprovados pela ANP

Os medidores de vazão aprovados pela ANP para a medição de óleo e petróleo são:

1. o medidor de vazão com deslocamento positivo; usado para a totalização direta da vazão,
2. o medidor direto de massa de Coriolis, (AGA 11, em rascunho)
3. o medidor ultra-sônico por tempo de trânsito, multifeixe (AGA 9)

Os medidores de vazão aprovados pela ANP para a medição de gás natural são:

4. sistema de medição de vazão com placa de orifício (AGA 3)
5. a turbina medidora de vazão com eixo longitudinal (AGA 7)
6. o medidor ultra-sônico por tempo de trânsito, multifeixe (AGA 9)

Outros medidores que podem ser usados, desde que aprovados previamente são:

7. o sistema de medição magnética da vazão, com excitação senoidal e corrente contínua pulsada. Usado para a medição de fluidos eletricamente condutores.
8. o medidor com geração de vórtices de Von Karmann, chamado genericamente de vortex,

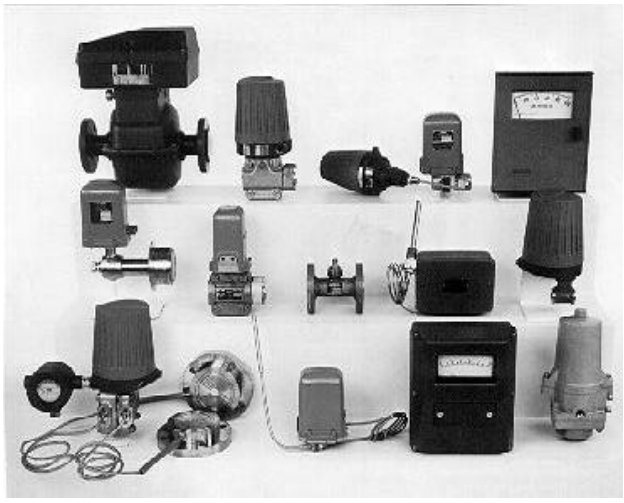


Fig. 14.12. Visão geral de instrumentos de campo (Foxboro)

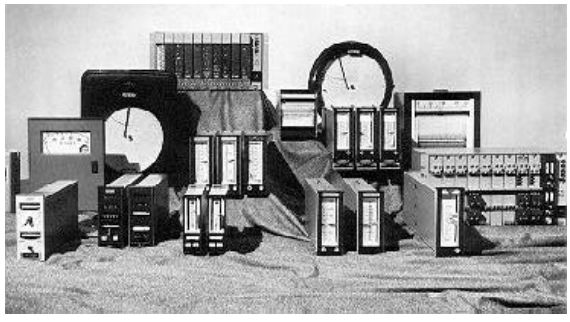


Fig. 14.13. Visão geral de instrumentos de painel (Foxboro)

15. Placa de Orifício

1. Introdução histórica

O estimulo do uso do medidor de vazão gerador de pressão diferencial se deve a vários fatores: a simplicidade de confecção, a possibilidade de medir grandes volumes de fluidos a grandes velocidades, a fácil adaptação ao controle de vazões em processos contínuos, a facilidade de calibração sem a necessidade de outro medidor de vazão como referência, ao grande acervo de dados e coeficientes experimentais acumulados e registrados.

O sistema de medição de vazão com a geração de pressão diferencial é usado para indicar, registrar, integrar, controlar e fazer a compensação da vazão. O sistema baseado na pressão diferencial corresponde a mais de 50% das instalações de medição de vazão.

O registro da primeira aplicação da medição e controle de vazão com o gerador da pressão diferencial se perde na antigüidade. Antes da era cristã, os romanos usavam a placa de orifício para a medição da vazão da água de consumo.

O desenvolvimento do projeto e a teoria atual são mais recentes.

Em 1732, Henry Pitot inventou o tubo Pitot.

1738 John Bernoulli desenvolveu o teorema básico das equações hidráulicas.

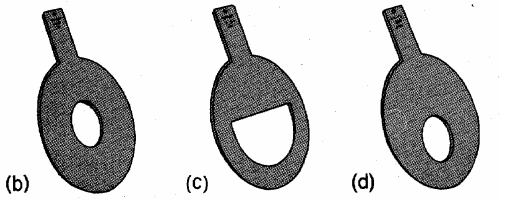
Em 1791, Giovanni Venturi desenvolveu seu trabalho básico do tubo medidor e desenvolveu a base teórica da atual computação dos medidores.

Em 1887, Clemens Herschel, usando o trabalho básico de Venturi, desenvolveu o tubo Venturi comercial.

Em 1903, Thomas Weymonth, usou a placa de orifício na medição de vazão de gás natural, usando tomadas tipo flange, a 1" a jusante e 1" a montante da placa. Weymonth também desenvolveu os coeficientes empíricos dos dados relacionado com o beta da placa.

Em 1916, Horace Judd apresentou um trabalho em um encontro da ASME, com o uso das tomadas de pressão na vena contracta. Este trabalho se referiu, pela primeira vez, ao uso de placas excêntricas e segmentares, para manipulação de ar sujo e líquido com ar entranhado.

Embora a placa de orifício fosse largamente usada com diferentes fluidos, foi em 1970 que a associação da AGA/ASME/NIST (ex-NBS) estabeleceu um programa de testes para a obtenção de dados suficientes para desenvolver uma equação para a predição do coeficiente de vazão. Foi a possibilidade de prever um coeficiente de vazão que levou a total comercialização e aplicação industrial da placa de orifício.



(a) Concêntrica (b) Segmental (c) Excêntrica

***Fig. 15.1**. Placas de orifício*

Em fins de 1950, houve a consolidação de normas americanas e européias para originar uma norma internacional ISO R541 (1967) para placas e bocais e ISO R781 (1968) para tubos venturi. Estas normas foram combinadas, e fundidas na ISO 5167 (1991), que é cada vez mais aceita e usada, por causa de sua simplicidade, precisão melhorada e aplicabilidade para uma larga faixa de números de Reynolds.

A ASME/ANSI está desenvolvendo e preparando uma norma ANSI que inclui esta equação (MFC, 1982). Para a medição de gás natural, a norma AGA 3, ANSI/API 2530, (1990) é usualmente requerida para fins comerciais.

O sucesso comercial da placa de orifício, do tubo Venturi e do bocal motiva e induz o desenvolvimento continuo e a melhoria dos elementos secundários. Isto, associado com

os trabalhos de teste e a familiaridade do usuário, também induz ao desenvolvimento e ao uso de outros elementos primários, tais como as placas excêntricas e segmentares, lo-loss®, o cotovelo, o orifício integral e o orifício anular.

2. Princípio de Operação e Equações

Os medidores de vazão que geram pressão diferencial são descritos pela equação de Bernoulli, que estabelece que a soma da energia estática, da energia cinética e da energia potencial do fluido se conserva na vazão através de uma restrição em uma tubulação e pela continuidade.

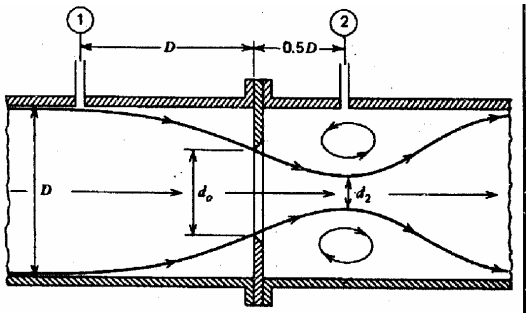


Fig. 15.2. *Medição de vazão com placa*

A equação de Bernoulli estabelece

$$\frac{P}{\rho \times g} + \frac{v^2}{2g} + z = \text{constante}$$

onde

ρ é a densidade do fluido

g é aceleração da gravidade do local

v é a velocidade do fluido

z é a elevação da tubulação

P é a pressão estática da tubulação

A equação da continuidade fornece a relação entre a velocidade e vazão instantânea de um fluido incompressível. Quando a área da tubulação varia de A_1 para A_2, a velocidade do fluido também se altera de v_1 para v_2, valendo a seguinte relação:

$$Q = A_1 \times v_1 = A_2 \times v_2$$

onde

Q é a vazão volumétrica instantânea

A_1 e A_2, são as áreas das seções transversais da tubulação

v_1 e v_2 são respectivamente, as velocidades do fluido nas seções A_1 e A_2.

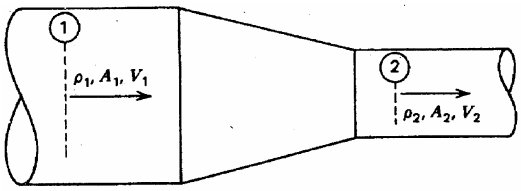


Fig. 15.3*. Tubulação e continuidade*

Quando um fluido dentro de uma tubulação com seção circular A_1 passa por uma restrição com área A_2 menor, a velocidade aumenta de v_2 para v_1. Este aumento de energia cinética (velocidade) ocorre às custas da diminuição da energia de pressão. Ou seja, a pressão P_1 é menor que P_2.

Assumindo que a tubulação é horizontal (mesma energia potencial), aplicando a equação de Bernoulli a montante e a jusante da placa, combinando o resultado com a equação da continuidade e rearranjando os termos obtém-se:

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho\left[\left(\frac{D}{d}\right)^4 - 1\right]^2 \times \frac{Q^2}{A_1^2}$$

A equação mostra que a pressão diferencial gerada através do orifício é proporcional ao quadrado da vazão que passa através da placa de orifício. Esta relação ainda é válida, com algumas modificações para fluidos compressíveis. A pressão diferencial através da placa de orifício é chamada de pressão dinâmica e a pressão presente em toda a tubulação é chamada de pressão estática.

De um modo geral, a vazão volumétrica, Q, através da placa de orifício pode ser representada empiricamente por:

$$Q = kA\sqrt{\frac{\Delta P}{\rho}}$$

onde

A é a área da seção transversal da tubulação

ΔP é a pressão diferencial gerada pela placa

ρ é a densidade do fluido

k é uma constante que faz ajustes devidos a

1. unidades das dimensões,
2. comportamento e perdas do fluido
3. coeficiente de descarga
4. localização das tomadas de pressão
5. condições de operação
6. fator de expansão dos gases
7. número de Reynolds

Rescrita de modo mais completo, tem-se, em (m^3/s):

$$Q_1 = 0{,}000\,059\,431 KYd^2F_a\sqrt{h_w\frac{T_1Z_1}{p_1G}}$$

Como

$$Q_b = Q_1\frac{288{,}16}{1{,}033\,222\,6}\frac{p_1}{T_1Z_1}$$

tem-se

$$Q_b = 0{,}016\,575\,KYd^2F_a\sqrt{\frac{h_w\rho_1}{GT_1Z_1}}$$

Pode-se mostrar que a vazão mássica, W, vale, em kg/s:

$$W = kA\sqrt{\Delta P\rho}$$

ou de um modo mais completo

$$W = 0{,}034\,783\,KYd^2F_a\sqrt{\Delta p\rho_1}$$

Como

$$\rho_1 = 0{,}34185\frac{p_1G}{T_1Z_1}$$

tem-se

$$W = 0{,}020\,339\,KYd^2F_a\sqrt{\frac{p_1G}{T_1Z_1}\Delta p}$$

As quantidades anteriores são:

D = diâmetro da tubulação, em cm

d = diâmetro da placa, em cm

g_C = 980,652 (adimensional)

h_W = pressão diferencial, em cm de coluna d'água, @ 20 ^oC

p = pressão, em Pa

Δp pressão diferencial, em Pa

$K = \frac{C}{\sqrt{1-\beta^4}}$ = CE = coeficiente de vazão

C = coeficiente de descarga

3. Elementos dos Sistema

O sistema de medição de vazão consiste de dois elementos separados e combinados:

1. o elemento primário e
2. o elemento secundário.

O elemento primário está em contato direto com o processo, sendo molhado pelo fluido. Ele detecta a vazão, gerando a pressão diferencial. Seu tag é FE.

Estão associados com o elemento primário os seguintes parâmetros básicos:

1. sua geometria fixa,
2. o comprimento reto da tubulação antes e depois do ponto da sua instalação,
3. as condições da vazão,
4. a localização das tomadas da pressão.

O elemento secundário detecta a pressão gerada pelo elemento primário. O elemento secundário mais usado é o transmissor, cujo tag é FT. A pressão diferencial gerada pelo elemento primário é medida através das tomadas pelo elemento secundário. O elemento secundário é montado externamente ao processo.

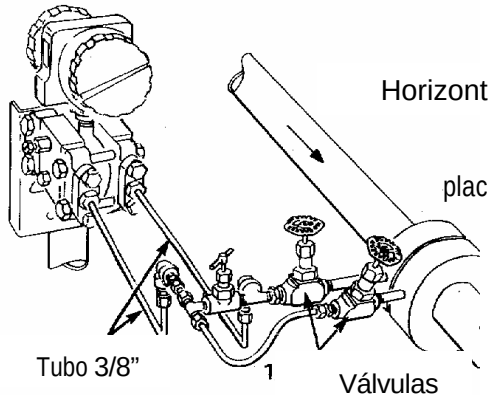


***Fig. 15.4**. Sistema de medição com placa*

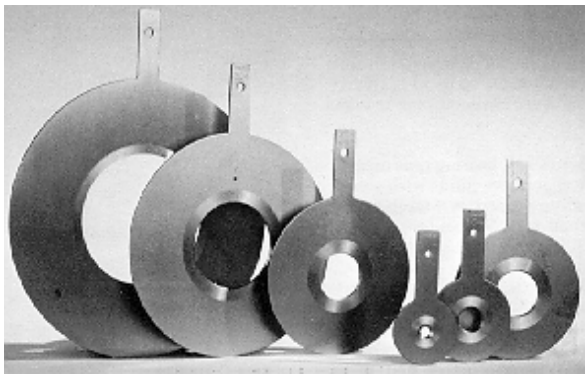


***Fig. 15.6**. Placas de orifício*

Estão associados com o elemento secundário os seguintes parâmetros:

1. as linhas da tomadas,
2. as válvulas de bloqueio e de equalização
3. o instrumento condicionador do sinal de pressão diferencial. O instrumento condicionador pode ser: extrator de raiz quadrada, indicador, totalizador, registrador, computador de vazão ou controlador.

O valor medido da pressão diferencial depende da localização das tomadas, da restrição (abrupta ou gradual), do tamanho do orifício, do projeto do elemento primário, da tubulação a montante (antes) e a jusante (depois) do elemento primário.

3.1. Elemento Primário

Os termos elemento primário de vazão a pressão diferencial, elemento tipo *head*, elemento gerador de pressão diferencial, elemento *deprimogênio* (?) possuem o mesmo significado e designam o tipo especifico de restrição: a placa de orifício, o tubo venturi, o tubo pitot, o bocal, o tubo Dall®, o elemento de resistência linear, o anular, o annubar.

O fluido cuja vazão vai ser medida, ao passar por qualquer uma dessas restrições, provoca uma queda de pressão que é proporcional ao quadrado da vazão. A pressão diferencial depende da área desta restrição na tubulação e de outros fatores relacionados com a vazão do fluido.

A restrição pode ser abrupta, como a placa de orifício ou gradual, como o venturi.

3.2. Elemento Secundário

O elemento secundário é o dispositivo, associado ao elemento primário, responsável pela medição da pressão diferencial gerada. O elemento secundário pode ser o elemento sensor de pressão diferencial ou o transmissor de pressão diferencial.

O elemento sensor de pressão diferencial é usado com o indicador e o registrador local. A grande vantagem de seu uso é a não necessidade de fonte de alimentação externa, elétrica ou pneumática.

O outro elemento secundário é o transmissor de pressão diferencial, chamado d/p cell®. Ele possui um elemento sensor de pressão diferencial e o mecanismo de geração do sinal padrão pneumático ou eletrônico. Ele necessita de uma fonte externa de alimentação pneumática ou elétrica.

4. Placa de Orifício

A placa de orifício é o elemento primário de vazão do tipo restrição mais usado. Ela é aplicada na medição de vazão de líquidos limpos e de baixa viscosidade, da maioria dos gases e do vapor d'água em baixa velocidade.

Embora simples, a placa de orifício é um elemento de precisão satisfatória. O uso da placa de orifício para a medição da vazão é legalmente aceita em medição de vazão para transferência de custódia (AGA Nº 3 e ISO 5167), mesmo em aplicações comerciais de compra e venda de produto.

4.1. Materiais da Placa

Como o fluido do processo entra em contato direto com a placa, a escolha do material da placa deve ser compatível com o fluido, sob o aspecto de corrosão química.

A placa de orifício pode ser construída com qualquer material que teoricamente não se deforme com a pressão e não se dilate com a temperatura e que seja de fácil manipulação mecânica. Os materiais mais comuns são: aço carbono, aço inoxidável, monel, bronze, latão.

A velocidade do fluido é também um fator importante, pois a alta velocidade do fluido pode provocar erosão na placa. A baixa velocidade pode depositar material em suspensão do fluido ou lodo na placa.

4.2. Geometria da Placa

A placa consiste de uma pequena chapa de espessura fina, circular, plana, com um furo com cantos vivos. A posição, o formato e o diâmetro do furo são matematicamente estabelecidos.

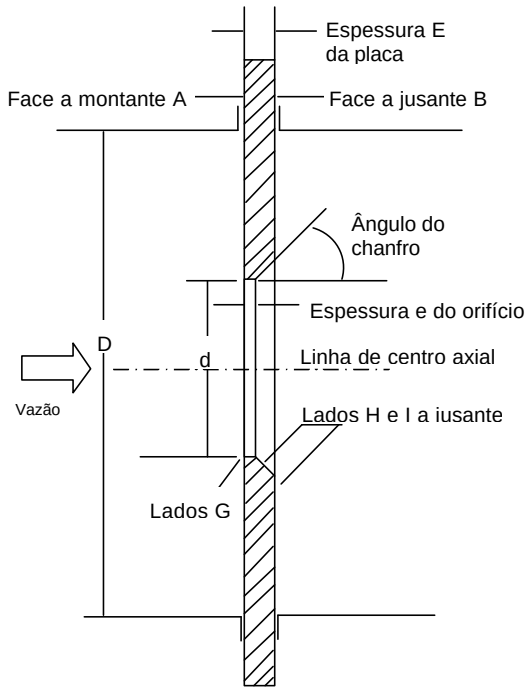


***Fig.15.7**. Placa de orifício padrão (ISO 5167, 1991)*

O desempenho da placa depende criticamente da espessura e da planura da placa e do formato dos cantos de furo central. O desgaste do canto do furo, a deposição de sujeira no canto ou na superfície da placa e a curvatura na placa podem provocar erros grosseiros na medição da vazão. Por exemplo, quando há deposição, tornando o furo menor, tem se uma maior pressão diferencial e portanto uma indicação maior que a vazão real.

A espessura varia de 1/8" a 1/2". A espessura da placa com furo de diâmetro d é função do diâmetro D da tubulação e não deve exceder nenhuma das relações:

D/50, d/8 ou (D-d)/8.

Canto vivo (square edge)

Em tubulações com diâmetros iguais ou maiores que 50 mm (2"), a placa de orifício concêntrico é a restrição mais comumente usada para medir vazões de líquidos limpos, gases e vapores em baixa velocidade. Ela é uma placa fina, plana, com um furo concêntrico com cantos vivos.

A precisão da medição de vazão com placa de canto vivo varia de ±1% a ±5% do fundo de escala. A precisão depende do tipo do fluido, da configuração da tubulação a montante e a jusante, do elemento sensor da pressão diferencial e se há correções do número de Reynolds, do fator de expansão dos gases, da dilatação térmica da placa, do diâmetro interno da tubulação e de outros efeitos.

O canto vivo pode ter um chanfro (bevel) e a parte inclinada fica a jusante. Quando a placa é colocada ao contrario, com o chanfro a montante o valor medido é maior que o teórico. A placa com chanfro, por ser assimétrica, só pode medir o fluido em uma direção; a placa com canto vivo pode medir vazão bidirecional.

Enquanto as normas diferem acerca do mínimo número de Reynolds aceitável, o valor de 10.000 (10^4) é o consensual. O máximo número de Reynolds pode ser igual a $3{,}3 \times 10^7$.

Canto cônico e arredondado

Quando o número de Reynolds está abaixo de 10^4 (fluidos viscosos, tubulações com pequenos diâmetros), é mais conveniente o uso de placa com o canto do orifício a montante arredondado ou cônico.

Em tubulações pequenas, com diâmetros entre 12 mm a 40 mm (1/2" a 1 1/2") os efeitos das rugosidades da tubulação, da

excentricidade da placa e do canto vivo de furo são amplificados, resultando em coeficientes de descarga imprevisíveis.

O contorno arredondado ou cônico possui coeficientes de descarga mais constantes e previsíveis, para números de Reynolds baixos. Para Re baixo, o coeficiente de um orifício com canto vivo reto pode variar de até 30%, mas para canto arredondado ou cônico o efeito é apenas 1 a 2%.

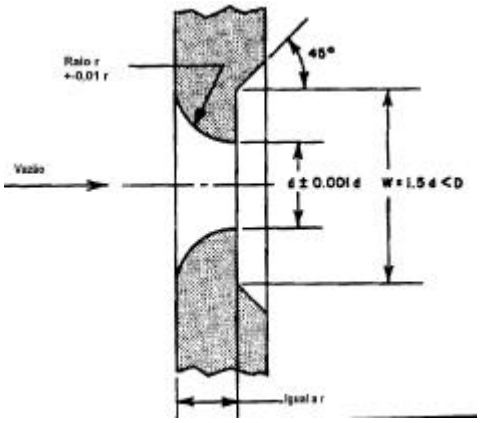


***Fig. 15.8**. Placa com canto cônico*

Orifício excêntrico e segmentado

A placa com orifício excêntrico e com orifício segmentado constitui uma alternativa de baixo custo para a medição de fluidos difíceis, com sujeira e com sólidos em suspensão

A desvantagem de [illegible] pequena quantidade e disponibilidade dos dados experimentais.

Orifício de restrição

Sob o ponto de vista de construção e geometria, não há diferença entre a placa de orifício e o orifício de restrição. A diferença está na aplicação:

1. O orifício de restrição é aplicado para criar uma determinada queda de pressão fixa ou para limitar a vazão instantânea. Seu tag é RO ou FO.
2. A placa de orifício é aplicada para medir vazão. Seu tag é FE.

O orifício de restrição é dimensionado como a placa; o mínimo β é de 0,10 e não há limite para o b máximo. Como não há medição da vazão, não há tomadas da pressão diferencial, embora possa haver indicações da pressão a jusante e a montante.

Por exemplo, quando se usa um chuveiro elétrico nos andares inferiores de um prédio alto, deve-se usar um orifício de restrição na entrada do chuveiro para proteger o seu diafragma contra alta pressão. Este orifício de restrição geralmente é fornecido com o chuveiro.

Furo para condensado ou vapor

É uma prática comum se ter um pequeno furo adicional na placa de orifício. Quando se tem a medição de vazão de gás com condensado, utiliza se o furinho abaixo do furo principal, para a passagem do condensado e quando se tem líquido com gás em suspensão, o furinho deve ser acima do orifício principal.

O furinho adicional deve ficar tangente a parede interna do tubo. O diâmetro deste furo adicional não pode exceder a 5% do furo principal.

Porta-placa

Quando há a necessidade de trocas freqüentes e rápidas da placa de orifício sem interrupção do processo e sem uso de bypass, como na medição de vazão de gás e óleo em plataformas marítimas, é comum o uso de um dispositivo, errônea mas comumente chamado de válvula Daniel ou Pecos.

A troca pode ser feita com e sem a despressurização da linha. O dispositivo possui dois compartimentos isolados entre si. Durante a instalação ou a remoção da placa, o compartimento de cima fica selado do inferior, que mantém a placa na posição de operação.

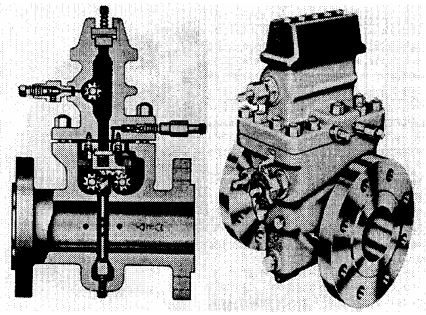


***Fig. 15.9**. Porta placa (Daniel)*

4.3. Montagem da Placa

A placa de orifício é montada em uma tubulação, sendo colocada entre dois flanges especiais. Os flanges que sustentam a placa de orifício podem incluir as tomadas da pressão diferencial.

A qualidade da instalação afeta o desempenho da placa. A vazão medida deve ter perfil de velocidade plenamente desenvolvido e não deve haver distúrbios antes e depois da placa. O distúrbio a montante afeta mais a medição que o distúrbio a jusante. Válvulas, curvas, conexões, bombas e qualquer outro elemento de distúrbio de vazão podem distorcer o perfil da velocidade e criar redemoinhos, introduzindo grandes erros na medição. Por isso, são requeridos trechos retos de tubulação antes e depois da placa. A norma ISO 5167 (1991) apresenta uma tabela com os comprimentos de trechos retos (em D) a montante e a jusante, em função dos diferentes tipos de distúrbios. Tipicamente, a jusante deve se ter um comprimento reto no mínimo igual a 4D e a montante, o trecho reto mínimo deve ser de 10 a 54D, onde D é o diâmetro interno da tubulação. Quando se reduz pela metade o trecho reto a montante ou jusante, a incerteza da medição aumenta de ±0,5%.

O tamanho requerido da tubulação reta antes e depois do elemento primário depende do elemento primário. Estas informações relacionadas com a placa de orifício, bocais e tubo venturi estão estabelecidas em normas (ANSI 2530; ASME e ISO 5167). Há pequenas diferenças entre estas normas. A norma ISO é mais conservativa, exigindo os maiores trechos retos mínimos.

Para os outros medidores menos comuns e específicos, como Annubar, lo-loss, consultar o fabricante e seguir suas recomendações.

Quando há dificuldades relacionadas com os comprimentos de trechos retos, a colocação de retificadores de vazão antes da placa possibilita o uso de menor comprimento reto. Porém, a colocação de retificadores eleva o custo da instalação eliminando a grande vantagem do sistema.

Quando todas as outras condições são mantidas constantes, quanto maior o β da placa, maiores trechos retos são necessários.

A condição da tubulação, das seções transversais, das tomadas da pressão diferencial, dos comprimentos retos a montante e a jusante do elemento primário, as linhas do transmissor de pressão diferencial afetam a precisão da medição. Alguns destes parâmetros podem ter pequena influência, outros podem introduzir grandes erros de polarização.

A instalação do elemento primário deve estar conforme as condições de referência e as normas.

A norma ISO 5167 (1991) fornece as exigências para a tubulação de referência:

1. a condição visual do lado externo da tubulação, quanto ao efeito de trecho reto e da circularidade do diâmetro da seção.
2. a condição visual da superfície interna da tubulação.
3. a condição de referência para a rugosidade relativa da superfície interna da tubulação.
4. a localização dos planos de medição e o número de medições para a determinação do diâmetro interno médio da tubulação (D).
5. a especificação de circularidade para o comprimento especifico da tubulação que precede o elemento sensor.
6. o máximo desnível permissível entre a tubulação e o medidor de vazão.
7. a precisão do coeficiente de descarga.

A garantia do bom desempenho da placa depende da inspeção periódica da placa e se necessário, da limpeza da placa. O período das inspeções é função das características do fluido, se ha formação rápida de lodo, se corrosivo, se abrasivo.

4.4. Tomadas da Pressão Diferencial

A pressão diferencial gerada pela placa de orifício deve ser medida e condicionada em uma forma mais útil. Fisicamente, ambas as tomadas devem ter o mesmo diâmetro, devem ser perpendiculares a tubulação e não devem ter rugosidade e rebarba no ponto de contato.

As tomadas da pressão diferencial associadas com a placa de orifício podem ser de cinco tipos básicos, cada tipo com vantagens e desvantagens.

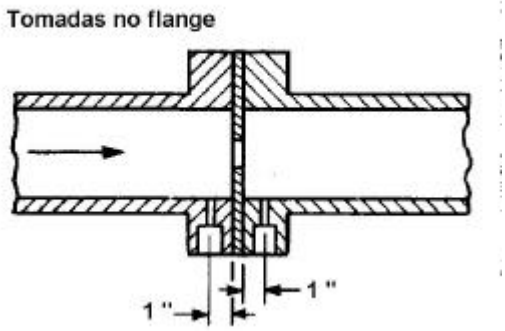


***Fig. 15.10**. Tomada tipo flange*

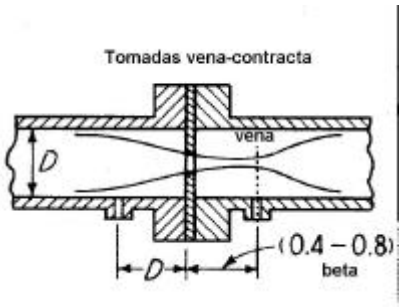


***Fig. 15.11**. Tomada vena contracta*

Flange

As distâncias a montante e a jusante são iguais entre si e iguais a 1". É a montagem aplicável para as tubulações com diâmetro maiores que 25 mm (1"). É a montagem mais usada no Brasil.

Canto

As tomadas são feitas rente a placa; as distâncias são iguais a zero. Esta montagem é conveniente para pequenas tubulações. Fisicamente se mede a pressão junto a placa mas externamente as tomadas são feitas através das flanges, como na tomada tipo flange.

Raio

A distância a montante é de D e a jusante, de 0,5D.

A posição das tomadas independe do beta da placa. É uma montagem muito pouco usada.

Vena contracta

A máxima pressão gerada não acontece exatamente na posição de orifício mas em um ponto logo após a placa, chamado de vena contracta. Teoricamente, este é o ponto ideal para a medição da pressão diferencial, pois se tem o menor erro relativo.

Na prática, isso não é muito vantajoso, pois o ponto de mínima pressão varia com o beta da placa. Quando se troca a placa de orifício, a tomada a jusante deve ser recolocada. O ponto de tomada a jusante é dado por curvas e tabelas disponíveis.

Tubo (Pipe)

A distância a montante é de 2,5D e a jusante, 8D. A tomada tipo tubo é conveniente quando se tem pequeno sinal de pressão diferencial. Tipicamente isso acontece em medição de gás, em vazões pequenas e com β grande.

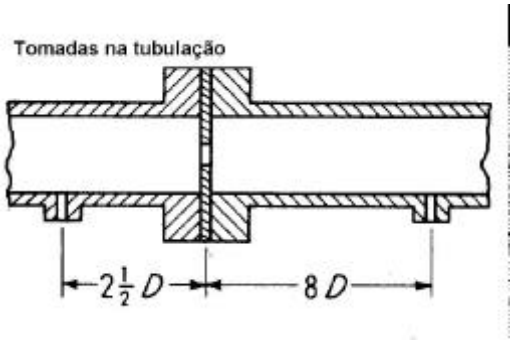


***Fig. 15.12**. Tomada tipo tubo*

4.5. Perda de Carga e Custo da Energia

Em muitas aplicações, o custo da energia extra resultante da perda de carga permanente é um fator importante na seleção do medidor de vazão. Os custos de bombeamento são muitas vezes significativos, em grandes tubulações e podem justificar a seleção de um medidor de vazão com custo inicial elevado mas com pequena perda de carga permanente.

A perda de carga permanente expressa em percentagem da pressão diferencial gerada pelo elemento sensor pode ser

determinada através de curvas ou pode ser calculada matematicamente.

Para uma placa de orifício com canto vivo, a relação entre a perda de carga permanente, P_p, o b da placa e a pressão diferencial gerada Δp é

$$P_p = \Delta P(1-\beta^2)$$

Por exemplo, para uma placa com canto reto e para os limites 0,25 < b < 0,75, os limites da perda de carga permanente ficam entre, respectivamente, 94 e 44% da pressão diferencial provocada.

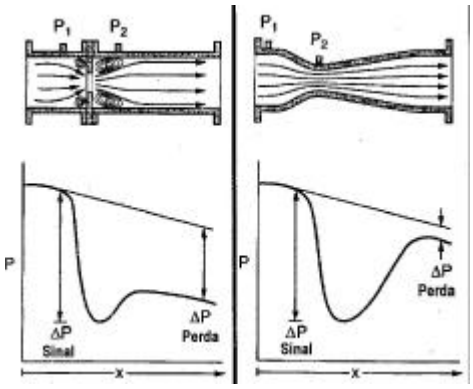


***Fig.15**.13. Perdas de carga da placa e do venturi*

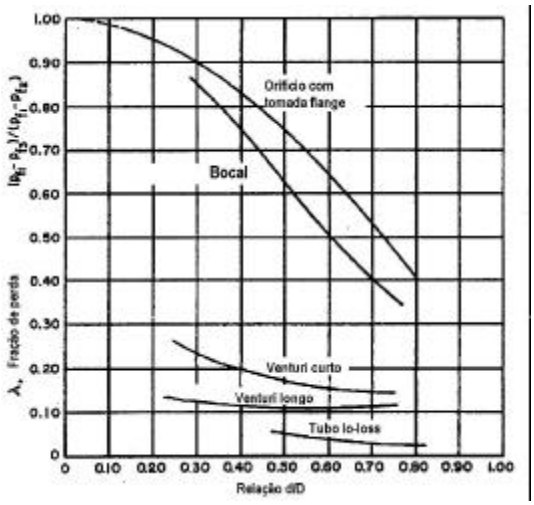


***Fig. 15.14**. Perdas de carga de diferentes sensores*

Experimentalmente, tem se para o bocal, 35% da pressão diferencial para b = 0,75 e 75% da pressão diferencial para b = 0,40.

Para o tubo venturi, com cone de 15 graus, a perda de carga varia entre 12 e 30% da pressão diferencial.

Para o tubo venturi Herschel, com cone de 7 graus, a perda é praticamente constante e vale a 15% da pressão diferencial.

Para o tubo venturi universal, a perda de carga varia de 4 a 8% da pressão diferencial.

4.6. Protusões e Cavidades

Se houver protusão ou cavidade na tubulação, antes ou depois do elemento primário, mas próximo dele, o perfil da velocidade do fluido é afetado. As gaxetas e os pontos de solda que se prolongam na tubulação aumentam a turbulência do fluido e alteram o perfil de velocidade.

Quando se mede a temperatura do processo para a sua compensação, o poço termal deve ser localizado após o elemento sensor e a uma distância adequada para assegurar a mínima distorção no perfil.

Quando se mede a pressão estática do processo para a sua compensação, a tomada de pressão pode ser feita na tomada de baixa ou de alta da pressão diferencial.

4.7. Relações Matemáticas

Mais importante que o enfadonho desenvolvimento das equações teóricas é a definição dos parâmetros envolvidos. É importante entender a origem destes parâmetros por que eles são eventualmente usados nas equações de trabalho para o dimensionamento dos medidores.

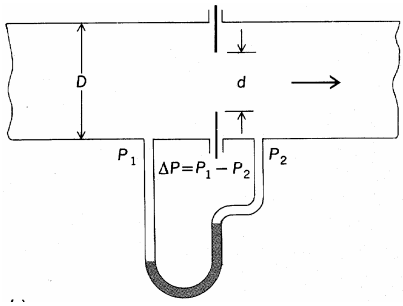


***Fig. 15.15**. Pressão diferencial gerada pela placa*

Precisão do sistema

A medição de vazão com placa de orifício é precisa o suficiente para ser aceita legalmente em operações de compra e venda de produtos.

Enquanto se fala de uma precisão de 0,5% do fundo de escala para a placa isolada, a instalação completa possui precisão próxima de 5% do fundo de escala.

Rangeabilidade do medidor

Define-se como rangeabilidade de um medidor, a relação do máximo valor medidor dividido pelo mínimo valor medidor, com o mesmo desempenho. A rangeabilidade é inerente a relação matemática que envolve a variável de processo medida com a grandeza fisicamente sentida.

Tab. 9.1. Algumas incertezas da medição com placa

Precisão do transmissor	±1,0 %
Precisão do receptor	±1,0 %
Tolerância do b	±0,2 %
Incerteza da medição da pressão	±0,75%
Incerteza da medição da temperatura	±0,75%
Incerteza do coeficiente descarga	±0,5 %
Incerteza do comprimento reto tubo	±0,5 %
Precisão-Incerteza final	±**4,45%**

Nota: Algumas incertezas são expressas em % do valor medido e outras em % do fundo de escala e por isso a incerteza final é em % do fundo de escala.

A pressão diferencial gerada pela placa de orifício é proporcional ao quadrado da vazão. Esta relação não linear entre a vazão e a pressão diferencia medida torna pequena a rangeabilidade da medição.

A rangeabilidade típica é de 3:1. Isto significa que um sistema de medição de vazão com placa de orifício dimensionado para medir a vazão máxima de 100 LPM, com a precisão de ±2% do fundo de escala, medirá a vazão mínima de 33 LPM com aproximadamente a mesma precisão de ±2%. As vazões menores que 33 LPM terão erros maiores que ±2%.

Tipicamente, uma placa de orifício que desenvolve uma pressão diferencial de 100" de coluna d'água correspondente a 100% da vazão desenvolverá uma pressão diferencial de somente 1" quando a vazão for 10% da projetada. Mais ainda, uma alteração de 10% para 9% da vazão real produz uma variação na pressão diferencial de 1" para 0,81" de coluna d'água, menos que 0,1% da largura de faixa total. Esta não linearidade, com resposta reduzida no início da escala, introduz complicação na indicação, registro, controle e computação da vazão.

Quando se quer aumentar a rangeabilidade da medição, usam-se dois ou três transmissores associados a uma única placa de orifício. Cada sistema mede uma faixa e eles são escalonados para a medição de vazões progressivamente decrescentes. O chaveamento automático transfere a vazão de um medidor para outro, dependendo da vazão. Tais sistemas são efetivos e resolvem o problema da pequena rangeabilidade inerente aos sistemas de medição de vazão a pressão diferencial porém sacrificam a simplicidade básica, a confiabilidade e a economia do medidor convencional.

É ilusório pensar que a utilização do extrator de raiz quadrada aumenta a rangeabilidade da medição de vazão com placa de orifício. Mesmo que o extrator de raiz quadrada possibilite o uso de escala linear, o instrumento tem também dificuldade para detectar os pequenos valores da vazão.

Medição da vazão mássica

O sistema com placa de orifício mede a vazão volumétrica do fluido.

Na maioria das medições de vazão de líquido, a variação da densidade é pequena o suficiente para ser desprezada. A vazão mássica do fluido incompressível é praticamente igual a vazão mássica, a menos de uma constante de multiplicação.

Na maioria das medições de gases e vapores, porém, a alteração na densidade causada pelas variações da temperatura e da pressão estática devem ser compensadas.

Para a vazão mássica, a leitura do medidor a pressão diferencial varia inversamente com a raiz quadrada da densidade. Para a vazão volumétrica a indicação do medidor a pressão diferencial varia diretamente com a raiz quadrada da densidade.

Como uma conseqüência da relação raiz quadrática entre a vazão e a pressão diferencial gerada, as variações moderadas da densidade produzem variações na vazão de somente metade da variação da densidade. Por exemplo, uma variação de 10% na densidade produz uma variação de 5% na indicação, para a mesma vazão. A

direção da variação da vazão requerida depende se está se medindo vazão mássica ou volumétrica.

As medições de vazão com calhas são uma exceção para os problemas de densidade, desde que a medição de vazão se baseia no nível medido.

As equações da vazão volumétrica e mássica para os líquidos são também válidas para os gases, desde que se inclua o fator de expansão. Este fator leva em conta a variação da densidade antes e depois da restrição. Em termos de velocidade, o fator de expansão é definido como a relação da velocidade real dividida pela velocidade teórica.

Influência do número de Reynolds

Os medidores pressão diferencial são também afetados pela variação no número de Reynolds do fluido cuja vazão está sendo medida. Um simples e único fator de correção para o número de Reynolds compensa os efeitos combinados da viscosidade, velocidade e diâmetro relativo da tubulação. Para grandes tubulações, altas velocidades e baixas viscosidades dos fluidos, o número de Reynolds é grande e as correções requeridas são geralmente desprezíveis.

Quando a vazão passa de turbulenta para laminar, diminuindo o número de Reynolds, a correção se torna necessária e importante. Uma conseqüência importante e útil da correção do número de Reynolds é que, para a medição precisa, um sistema de medição de vazão tipo pressão diferencial pode ser calibrado com água. A vazão de outros fluidos, incluindo gases, pode ser precisamente determinada da medição de pressão diferencial e da densidade real do fluido, levando em consideração as correções para quaisquer diferenças entre o número de Reynolds nas condições de operação e o número de Reynolds nas condições de calibração.

4.8. Fatores de Correção

A perda da energia através do elemento primário e a expansão do gás ou do vapor na baixa pressão, depois do elemento sensor requerem vários fatores de correção.

Os mais significativos são o coeficiente de descarga, o fator de expansão racional do gás e o coeficiente de atrito.

Fator de descarga

Teoricamente a energia é conservada através do medidor de vazão. Na prática, alguma energia é perdida no medidor, devido ao atrito. A queda de pressão real é maior do que a teórica.

A introdução do medidor de vazão na tubulação altera a própria vazão, diminuindo-a. Ou seja, a vazão do processo diminui, quando se coloca o medidor de vazão. Esta diminuição depende da geometria do medidor.

É conveniente, portanto, definir um fator que reflita o grau de interferência do medidor de vazão na própria vazão. Assim aparece o coeficiente de descarga.

Define-se o coeficiente de descarga como a relação entre a vazão real (com o medidor) e a vazão teórica (sem o medidor).

O fator de descarga C corrige a equação da vazão teórica para a vazão real, baseando se em dados experimentais obtidos em laboratório hidráulico.

Para os medidores de vazão geradores de pressão diferencial, o coeficiente de descarga é função da velocidade, do fator de velocidade de aproximação, da densidade do fluido, da pressão diferencial gerada e inversamente proporcional ao beta do medidor. Ou seja, o coeficiente de vazão, tomado como constante, não é constante mas função do número de Reynolds e da geometria do elemento primário.

A vazão teórica é dada pelas equações usando se a pressão diferencial e a densidade media do líquido no intervalo da coleta de dados. A vazão real é determinada, coletando se a massa ou o volume do líquido em um recipiente de volume conhecido, em um determinado intervalo de tempo.

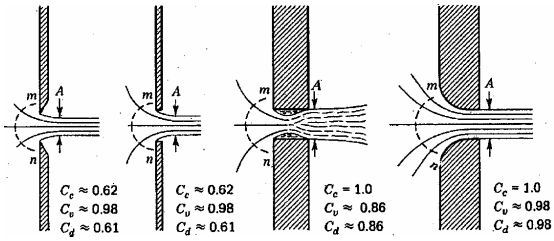


***Fig. 15.16**. Coeficiente de descarga de diferentes elementos*

A evidencia experimental mostra que o coeficiente de descarga varia com o perfil da velocidade da tubulação.

Na literatura técnica, se define o coeficiente de vazão, relacionado diretamente do coeficiente de descarga. O coeficiente de vazão (K) é igual ao produto do coeficiente de descarga (C) e a velocidade de aproximação (E).

Matematicamente,

$$K = C\,E$$

onde

$$E = \frac{1}{\sqrt{1-\beta^4}}$$

Na prática, o coeficiente de descarga é encontrável em tabelas e usa seu valor, de modo iterativo, quando se dimensiona a placa de orifício e os outros elementos primários.

Fator de expansão

A hipótese da densidade constante entre as duas tomadas de pressão não é valida para fluido compressíveis como os gases. A densidade diminui quando um gás é expandido. Assim, a densidade do gás fica menor depois do elemento primário de vazão, por causa da queda da pressão provocada.

O fator de expansão do gás é introduzido na equação para corrigir esta expansão. Este fator é baseado em dados experimentais ou derivados da equação da energia em regime da termodinâmica para a correção da variação da densidade.

Assumindo que o coeficiente de descarga determinado para os líquidos se aplica para o gás, o fator de expansão do gás é definido como a relação da vazão verdadeira do gás e a vazão calculada pela equação do líquido.

O fator de expansão do gás se baseia na pressão a montante (antes) do elemento primário. Quando se usa a tomada a jusante (depois) do elemento primário deve se usar um fator de correção.

4.9. Dimensionamento do b da Placa

Atualmente, o dimensionamento da placa de orifício é feito através de programas de computador PC (p. ex., ISA Kenonic, versão 3). Para se estimar o β aproximado da placa, usa-se régua de cálculo específica , ábacos ou programas *shareware* de fabricantes.

Dimensionar uma placa é calcular o seu β, que é a relação entre o diâmetro do furo interno e o diâmetro interno da tubulação. Tem-se:

$$\beta = d/D$$

O β é o parâmetro mais significativo da placa de orifício. Tipicamente, o β deve estar entre 0,15 e 0,75 para líquido e 0,20 e 0,70 para gases e vapores.

Quanto menor o β, maior é a pressão diferencial gerada. Como vantagem, é mais fácil a detecção desta pressão diferencial e como desvantagem, tem se grande perda de carga permanente. Quanto maior o β, menor é a pressão diferencial gerada. Como vantagem, tem se menor perda de carga permanente na tubulação e portanto menor custo e menor energia de bombeamento e como desvantagem tem se a dificuldade de se detectar as pequenas faixas de pressão diferencial.

Filosofia de dimensionamento

Na medição de vazão há duas filosofias básicas relacionadas com o dimensionamento da placa:

1. arbitra se uma pressão diferencial, geralmente em valores inteiros e convenientes, p. ex., 0 a 2500 mm (100") ou 0 a 200 mm (50") H_2O e calcula se a relação β da placa, aplicando se os fatores de correção por causa das incertezas dos dados de vazão. Esta opção é mais conveniente para o pessoal de manutenção e de instrumentação, pois as faixas de calibração são padronizadas e com valores inteiros. Todas as placas de orifício podem ser dimensionadas para produzir a mesma pressão diferencial, permitindo a padronização do elemento sensor ou da calibração do transmissor de pressão diferencial
2. constrói se a placa de orifício com relação β conveniente, geralmente 0,500 ou 0,600 e se calcula a faixa de pressão

diferencial para a calibração do transmissor. Esta alternativa é mais conveniente para o pessoal que constrói a placa. Aliás, esta opção permite que se tenha placa de orifício já pronta, em estoque.

De modo a se calcular o diâmetro do furo do elemento primário, deve se conhecer o coeficiente de descarga. A não ser que o coeficiente seja constante, como no caso do tubo venturi, o coeficiente de descarga é uma função do diâmetro do furo. Para a vazão do gás, o fator de expansão é também função do furo. Assim, é requerida uma solução iterativa para a determinação do furo do elemento primário, de modo que a vazão, tamanho da tubulação e a pressão diferencial satisfaçam a equação teórica.

Parâmetros do dimensionamento da placa

Dimensionar a placa de orifício é basicamente determinar o diâmetro do seu furo. Ou então, calcular o beta da placa, que é a relação entre o diâmetro do furo com o diâmetro interno da tubulação.

O dimensionamento da placa de orifício para satisfazer as exigências do processo é uma operação clara e direta. Embora sejam semi-empíricos, os cálculos são baseados na equação de Bernoulli, que é derivada das considerações básicas de balanço de energia.

São parâmetros interdependentes: a relação beta da placa de orifício, a vazão máxima, a densidade do fluido, a temperatura e a pressão estática do processo, a pressão diferencial gerada, o número de Reynolds, o fator de compressibilidade, o fator de expansão térmica e outros fatores.

A vazão (velocidade), a densidade do fluido, a pressão estática e a temperatura são conhecidas a priori, por que são os dados fornecidos pelo processo. A pressão diferencial pode ser livremente arbitrada e pode ser padronizada em algumas poucas faixas de calibração do transmissor.

Os fatores de compressibilidade, expansibilidade e outros fatores corretivos são determinados também a partir das condições do processo.

Como conseqüência, a relação beta e o coeficiente de descarga são os únicos parâmetros desconhecidos da equação e o dimensionamento envolve estas determinações.

Passos da Dimensionamento

1. Selecionar a vazão máxima e a pressão diferencial máxima correspondente. Em aplicações de gases, a pressão diferencial deve ser selecionada de modo que a variação do fator de expansão seja mantido menor que 1%, ou

$$\frac{\Delta P}{P} \leq 0{,}04$$

Quando se tem a pressão diferencial expressa em de coluna d'água e a pressão estática em psia, a relação deve ser

$$\frac{\Delta P_{"c.a.}}{P_{psia}} \leq 1{,}0$$

Quando não se conhece a vazão de projeto, deve-se assumi-la igual a 80% da vazão máxima. A pressão diferencial assumida deve ser de 0 a 100" c.a. (25 kPa)

2. Calcular o número de Reynolds na vazão de projeto e nas condições de operação, para garantir que ele seja maior que os mínimos especificados.

Tab. 9.2. Números de Reynolds mínimos

Elemento	Líquido	Gás (vapor)
Placa	$R_D \geq 10\,000$	$RD \geq 10\,000$
Venturi	$R_D \geq 100\,000$	$RD \geq 10\,000$
Lo-loss	$R_D \geq 100\,000$	$RD \geq 10\,000$

3. Calcular o fator de dimensionamento na vazão de projeto e nas condições de operação:

Vazão mássica para Líquido

$$S_M = \frac{W}{NF_a D^2 \sqrt{F_p}\sqrt{\rho}\sqrt{\Delta P}}$$

Vazão mássica para Gases

$$S_M = \frac{W}{NF_a D^2 \sqrt{\rho}\sqrt{\Delta P}}$$

Vazão volumétrica para Líquidos

$$S_M = Q\frac{\sqrt{F_p}\sqrt{\rho}}{NF_a D^2 \sqrt{\Delta P}}$$

Vazão volumétrica para Gases, nas condições reais

$$S_M = Q\frac{\sqrt{\rho}}{NF_a D^2 \sqrt{\Delta P}}$$

Vazão mássica de gás com os fatores Fpb, Ftb, Ftf, Fpv

$$S_M = W\frac{Z_b F_g}{NF_a F_{pv} F_{tf} D^2 \sqrt{\Delta P \times P_f}}$$

Vazão volumétrica para gás usando fatores Fpb, Ftb, Ftf, Fpv

$$S_M = Q\frac{F_{tf} F_{pv}\sqrt{P_f}}{NF_a F_g F_{tf} Z_b D^2 \sqrt{\Delta P}}$$

4. Calcular o b_O aproximado usando S_M

$$C = k_1 + k_2 S_M$$

$$\beta_o = \left[1+\left(\frac{k_1 + k_2 S_M}{S_M}\right)^2\right]^{-1/4}$$

$$\beta_o = \left[1+\left(\frac{k_1}{S_M} + k_2\right)^2\right]^{-1/4}$$

Por exemplo, para a placa de orifício, com tomadas tipo canto, flange e D e D/2,

RD<200 000

$$\beta_o = \left[1+\left(\frac{0{,}6}{S_M} + 0{,}06\right)^2\right]^{-1/4}$$

RD>200 000

$$\beta_o = \left[1+\left(\frac{0{,}6}{S_M}\right)^2\right]^{-1/4}$$

5. Usando o β e a tabela do fator de compressibilidade, calcular o coeficiente de descarga que tem a forma:

$$C = C_\infty + \frac{b}{R_D^n}$$

6. Para líquidos, fazer Y1 = 1,0. Para gases, calcular o fator de expansão Y1 a montante do medidor.

7. Calcular o β aproximado como

$$\beta = \left[1+\left(\frac{C \times Y_1}{S_M}\right)^2\right]^{-1/4}$$

8. Repetir 5, 6 e 7, até que duas iterações consecutivas de β difiram menos que 0,0001.

9. Calcular o furo da placa usando

$$d = \beta \times D$$

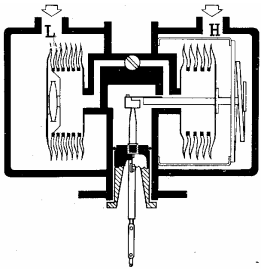
4.10. Sensores da Pressão Diferencial

A placa de orifício gera a pressão diferencial proporcional ao quadrado da vazão medida. Deve se, depois, medir e condicionar esta pressão diferencial gerada para completar o sistema de medição da vazão. Os instrumentos mais usado para medir a pressão diferencial são o transmissor de vazão e o diafragma.

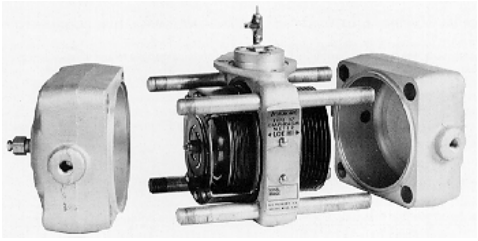
Diafragma Sensor de Pressão Diferencial

Em algumas aplicações o transmissor de pressão diferencial pode ser substituído pelo diafragma ou câmara Barton, que sente a variável pressão diferencial e produz na sua saída um pequeno movimento.

O diafragma é usado principalmente em locais onde não se dispõe de energia elétrica ou pneumática para alimentar o transmissor. O diafragma não necessita de alimentação externa; a pressão diferencial medida produz um torque com energia suficiente para posicionar um ponteiro de indicação, uma pena de registro ou um mecanismo de controle.



Esquema de funcionamento



Diafragma ou câmara Barton desmontada

Fig. 15.17. Diafragma ou Câmara BArton

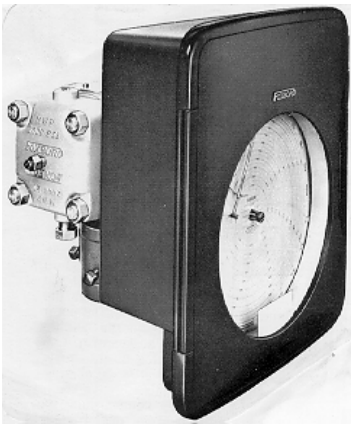


Fig. 15.18. Diafragma instalado no registrador de vazão

Transmissor de Pressão Diferencial

O transmissor de pressão diferencial, pneumático ou eletrônico, é o instrumento mais usado em associação com o elemento primário gerador da pressão diferencial.

O transmissor possui uma cápsula com grande área sensível, para ser capaz de detectar as pequenas faixas de pressão diferencial. Ele deve suportar alta pressão estática, tipicamente até 400 kgf/cm^2. Quando há problema no elemento primário, de modo que esta alta pressão estática fica aplicada em apenas uma das tomadas, a cápsula do transmissor deve possuir proteção de sobrefaixa e não se danificar. Esta classe de transmissores, aplicáveis principalmente para a medição de vazão e de nível é chamada genericamente de d/p cell^R. (^{R} Foxboro Co).

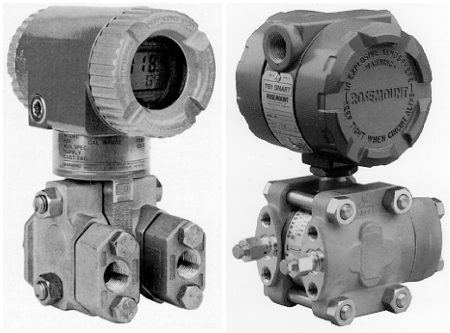


Fig. 15.19 *Transmissor de pressão diferencial*

Folha de Especificação típica de Placa de Orifício

Geral	**Identificação**		
	Serviço		
	Linha n.º		
	Diâm. Int. Da linha		
	Método de cálculo		
Condições De Operação	Fluído		
	Estado		
	Vazão máxima / mínima		
	Vazão normal		
	Pressão		
	Temperatura		
	Densidade cond. Stand.		
	Densidade cond. Oper.		
	Viscosidade cond. Oper.		
	Peso molecular		
	Fator compressibilidade		
	Qualid. Do vapor		
Placa	ΔP cond. Vazão cálc.		
	Vazão de cálculo		
	RELAÇÃO d/D = β		
	Diâm. Do orifício		
	Material		
	Espessura da placa		
	Espessura do chanfro		
	Tipo		
	Dreno ou respiro		
Flanges	Fornec. Com a placa		
	Tipo		
	Material		
	Classe e face		
	Diâmetro das tomadas		
	Local das tomadas		
Modelo do fabricante ou similar:			
Notas:			

20. Turbina de Vazão

1. Introdução

A turbina é um medidor de vazão volumétrica de líquidos e gases limpos, da classe geradora de pulsos, que extrai energia da vazão medida. A turbina é largamente usada por causa de seu comprovado excelente desempenho, obtido a partir de altíssimas precisão, linearidade e repetitividade. A precisão da turbina é melhor que a de muitos outros medidores de vazão em regime turbulento e é usada como padrão para a calibração e aferição de outros medidores.

A medição com sucesso e precisão da vazão com uma turbina depende de vários fatores. Inicialmente deve se selecionar o medidor e o equipamento condicionador de sinal corretos. A seleção é função de

faixa da vazão

rangeabilidade

temperatura

pressão

várias propriedades do fluido (densidade, viscosidade, capacidade de lubrificação, compatibilidade química com o material das partes molhadas do medidor)

Partículas contaminantes e sujeiras em suspensão influem na precisão da medição e na sobrevivência da turbina. A seleção dos circuitos eletrônicos associados depende do ambiente, da informação desejada e do tamanho, rangeabilidade e linearidade do medidor.

Uma vez todos os componentes do sistema tenham sido selecionados corretamente, eles devem ser calibrados de modo que a sua medição seja válida. A viscosidade do liquido e a densidade do gás são muito importantes neste ponto. Por exemplo, uma turbina calibrada em água não pode possivelmente fazer uma medição precisa de óleo combustível. Muitos usuários fazem medições baseadas em fator de calibração marcado na turbina sem considerar a validade deste fator para o fluido específico que está sendo medido naquele momento.

2. Tipos de Turbinas

Há turbinas mecânicas e com detecção elétrica. Há três tipos básicos de medidores de vazão tipo turbina com detecção elétrica:

1. o tangencial para baixa vazão de gás,
2. o de inserção em grandes tubos e
3. o convencional axial de bitola integral.

2.1. Turbinas mecânicas

As turbinas mecânicas tem um acoplamento mecânico entre o rotor e o sistema de indicação e totalização da vazão. Este acoplamento é feito através de engrenagens e elos mecânicos. A turbina mecânica não requer nenhuma alimentação externa pois utiliza a própria energia do processo para seu funcionamento.

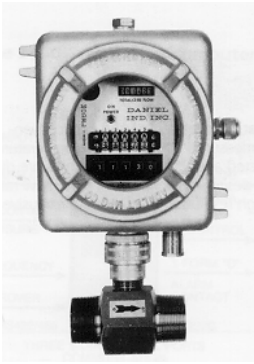


Fig. 20.1. *Turbina mecânica*

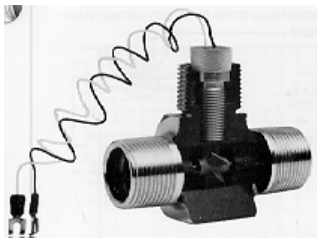


Fig. 10.2*. Turbina com acoplamento elétrico*

3. Turbina Convencional

O medidor de vazão tipo turbina mais usado é o que utiliza o rotor com eixo longitudinal a vazão, com bitola integral, com diâmetro aproximadamente igual ao da tubulação.

3.1. Princípio de Funcionamento

O princípio básico de funcionamento da turbina é o seguinte: a vazão do fluido a ser medida impulsiona o rotor da turbina e o faz girar numa velocidade angular definida. A rotação das pás da turbina é diretamente proporcional a vazão do fluido. Através da detecção mecânica ou eletrónica da passagem das lâminas do rotor da turbina pode se inferir o valor da vazão. Há a geração de pulsos com freqüência linearmente proporcional a velocidade do fluido e como conseqüência, diretamente proporcional a vazão.

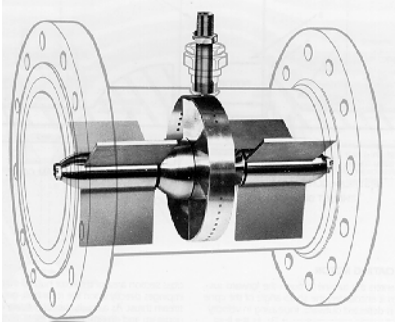


***Fig. 20.3**. Partes constituintes da turbina*

3.2. Partes Constituintes

Corpo

O corpo da turbina abriga o rotor, as peças internas e os suportes. O fluido a ser medido passa pelo interior do corpo. O corpo da turbina é montado como um carretel sanduichado na tubulação.

O corpo da turbina deve suportar a temperatura e a pressão de operação do processo e por isso o seu material deve ter uma resistência mecânica adequada. Como o fluido do processo molha diretamente o corpo da turbina, a escolha do seu material é função da compatibilidade com o fluido do processo, sob o aspecto de corrosão química. Porem, a função dos componentes requer ou rejeita alguns tipos de materiais e isso deve ser considerado na seleção do material do corpo. Por exemplo, para o detector operar corretamente, o material do corpo entre o rotor e o detector não pode ser magnético. As lâminas do rotor devem ser magnéticas, para serem detectadas pelo pickoff.

O corpo da turbina pode ser feito de vários tipos de ligas metálicas e polímeros químicos. O material mais usado é o aço inoxidável 316 e o 303, com a inserção de aço 304 na posição do detector. Para fluidos particularmente corrosivos, são usadas ligas especiais. Os materiais não metálicos são o nylon® e o PVC.

O corpo da turbina pode ter as guarnições terminais com roscas fêmeas NPT, flangeadas ou outros tipos menos comuns (Grayloc®, Victanlic®, Tridover®.) Quando as flanges são escolhidas, deve se indicar a classe de pressão.

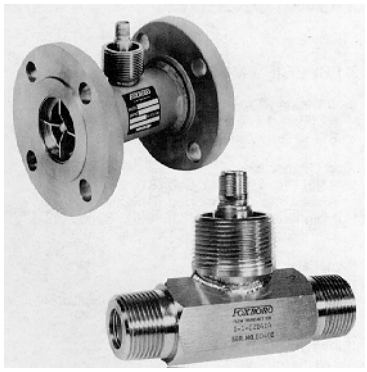


***Fig. 20.4**. Conexões flangeadas e rosqueadas*

O diâmetro da turbina expressa o seu tamanho. A máxima vazão a ser medida é o parâmetro determinante do tamanho da turbina. Para a medição de líquidos, a vazão é especificada em GPM ou LPM; para os gases a vazão volumétrica deve ser especificada na condições reais de pressão e temperatura.

Há limites da vazão máxima por causa dos limites naturais da velocidade rotacional impostos pela estatura do rotor e dos mancais, da cavitação provocada pelas lâminas e pela grande perda permanente. Há também limites inferiores de vazão, por causa da detecção e da não-linearidade da região.

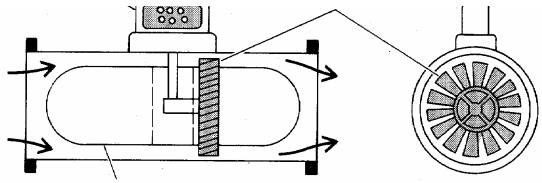


***Fig. 20.5**. Rotor da turbina*

Rotor

A turbina com vazão axial possui um rotor com lâminas girando sobre mancais que são suportados por um eixo central. Todo o conjunto é montado centralizado dentro do corpo por suportes que também possuem retificadores da vazão, a jusante e a montante. A velocidade angular rotacional é proporcional a vazão volumétrica do fluido que passa através do medidor.

Em cada momento que uma lâmina passa pelo detector, um pulso é gerado. O sinal de saída e um trem de pulsos, com cada pulso correspondendo a um volume discreto do fluido. A totalização dos pulsos dá o volume que passou e a freqüência dos sinais indica a vazão instantânea.

Quando a vazão é constante, o torque de acionamento do rotor gerado pelo impacto do fluido nas lâminas balanceia exatamente a força de arraste causada pelos rolamentos, pela viscosidade do fluido e pela força de retorno do detector magnético.

As lâminas do rotor são geralmente feitas de aço magnético para gerar um pulso com amplitude suficiente de ser detectada. O aço inox 316, padrão para o corpo, não pode ser detectado magneticamente e o material padrão é o aço inox ferrítico 430 ou 416. Quando não se pode usar um material magnético compatível com o fluido a ser medido, usa-se um rotor com material não magnético e um material magnético para revestir as extremidades das lâminas. Quando há problemas de corrosão, usam se ligas especiais; por exemplo, a liga Hastelloy® pode ser detectada magneticamente.

Mancais e Suportes

As funções do mancal dentro da turbina são as de evitar que o rotor seja levado pela pressão dinâmica do fluido e posicionar o rotor corretamente em relação ao jato do fluido. Ele deve oferecer pequeno atrito de arraste e deve suportar os rigores do processo, como temperaturas extremas, corrosão, abrasão, transientes de vazão e de pressão, picos de supervelocidade. A rangeabilidade e a linearidade da turbina dependem do desempenho dos mancais e suportes.

Há três tipos de mancal radial: esférico (ball), cilindro (jornal) e cônico (pivô).

Mancal esférico

Os mancais são com rolamentos esféricos de baixo atrito, comumente de aço inoxidável 440C. Ambos os mancais são usados com um rotor balançado com preciso, com pás usinadas a um ângulo apropriado para melhorar a linearidade e a repetitividade da turbina. Os mancais esféricos oferecem pequena força de arraste e por isso a turbina tem as características de grande rangeabilidade e excelente linearidade. Os rolamentos são facilmente substituídos e a substituição não influi praticamente no desempenho e não necessita de nova recalibração.

Além dos rolamentos, os mancais possuem retentores para manter o espaçamento e o alinhamento das esferas. Estes retentores são de aço inox 303 ou 410, liga fenólica ou fibra com teflon. Estes materiais devem ser compatíveis com o fluido do processo.

O conjunto do mancal e rotor é fixado axial mente no interior da carcaça, através dos cones e estruturas de apoio.

As aplicações da turbina com rolamentos esféricos são para fluidos limpos e lubrificantes, como óleos hidráulicos, vegetais e de combustão. A grande limitação dos mancais esféricos é que eles são disponíveis somente em aço inox 440C e por isso não podem ser usados em fluidos incompatíveis com ele. Eles não se aplicam para a medição de água, ácidos ou fluidos com partículas em suspensão.

Mancal cilindro

O mancal cilindro consiste de um eixo acoplado a uma luva (sleeve). Pela escolha dos materiais do eixo e da luva pode-se obter uma configuração lisa e polida para a corrosão ou dura e resistente para a erosão e conveniente para manipular fluidos sem lubrificação e com contaminantes.

Os materiais típicos são o carbeto de tungstênio, a cerâmica e o stellite®, que são extremamente duros e resistentes a fluidos corrosivos e erosivos; o teflon® reforçado e o grafite associados ao eixo metálico são excelentes para manipular fluidos não lubrificantes, que não sejam corrosivos ou abrasivos.

Os suportes cilindros (jornal) são caracterizados por grande força de arraste devido ao atrito de deslizamento e por isso as turbinas possuem uma rangeabilidade menor e

uma pior linearidade. O seu desgaste pode alterar a força de arraste e quando há troca dos mancais, é necessária nova calibração da turbina.

Mancal pivô

O terceiro tipo de mancal consiste de um eixo suportado por uma superfície cônica. A ponta do eixo pode rolar ou deslizar, depende da carga. O eixo e o suporte são de materiais duros. Por exemplo, a combinação de eixo de carbeto de tungstênio com suporte de safira pode ser usada em turbinas para medir vazões muito baixas, de fluidos corrosivos e com contaminantes.

Os suportes tipo pivô oferecem menos atrito de partida e de operação que os mancais esféricos. Por causa da pequena área de contato do eixo com o suporte, as cargas do suporte não podem ser muito elevadas. Por isso, estes medidores são mais frágeis, temem vibração e choques mecânicos e não podem operar em alta **velocidade.

Materiais

A escolha do material dos mancais é também limitada. Os mancais esféricos são disponíveis em aço inox 440C. Os mancais cilindros são limitados pelas exigência de atrito e de desgaste. As combinações mais usadas são: grafite ou materiais especiais de fibra e Rulon® contra aço inoxidável e carbeto de tungstênio contra stellite®. Em medidores pequenos, usa se a safira. Infelizmente, a exigência de material compatível com a função e com o fluido pode piorar a linearidade e a rangeabilidade do medidor.

Os retificadores de vazão, na entrada e na saída da turbina, podem ser construídos de qualquer material compatível com a fabricação, com o fluido e com as exigências da estrutura.

3.3. Detectores da Velocidade Angular

O detector da velocidade gera uma tensão alternada como resultado da passagem das lâminas do rotor que afetam a relutância variável do circuito magnético. O sinal de saída varia entre os fabricantes e usualmente está na faixa de 10 mV a 1 V rms. A freqüência do sinal depende do tamanho e do tipo: tipicamente varia de 10 Hz a 4 kHz. A maior freqüência apresenta maior resolução e é a mais usada.

A detecção da velocidade angular pode ser mecânica ou elétrica. A detecção elétrica pode ser magnética ou através de ondas de rádio freqüência.

Detecção mecânica

O detector mecânico consiste de um conjunto de eixos e de engrenagens conectados ao rotor para operar um contador mecânico. Estes modelos possuem pequena rangeabilidade, devido ao altos atrito, mas possuem a vantagem de não necessitar de fonte externa de alimentação.

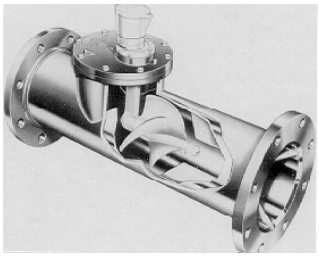


***Fig. 20.6**. Turbina com impelidor e acoplamento mecânico*

Detecção eletromagnética

A detecção da velocidade angular da turbina por sensores eletromagnéticos pode ser usada na maioridade das aplicações, excetuando as vazões muito baixas, em que o arraste magnético sobre o rotor afeta consideravelmente o desempenho.

A bobina detectora da velocidade é localizada externamente na parede do corpo e sente a passagem das lâminas. Existem dois tipos de sensores eletromagnéticos: de relutância e indutivo.

O tipo de relutância tem um ima localizado no centro de uma bobina. Esta bobina eletromagnética cria um campo de fluxo magnético. Quando as pás permeáveis do rotor atravessam o campo, gera-se um sinal de tensão senoidal, cuja freqüência depende da freqüência com que as pás do rotor da turbina rompem o campo magnético. Atualmente não se usa mais este detector porque ele apresenta uma grande força de arraste.

O sensor magnético do tipo indutivo requer um ima no rotor da turbina para criar o campo de fluxo magnético. É constituído de uma bobina em volta de um núcleo de ferro. Quando os campos de fluxo das pás magnetizadas do rotor passam pela bobina, é induzida uma corrente elétrica alternada com freqüência proporcional à velocidade do fluido e portanto, à vazão do fluido. A vantagem da detecção indutiva é a operação em temperatura mais elevadas. A desvantagem é a de ter menor

rangeabilidade, pois a turbina não consegue medir vazões muito pequenas, por causa da força de arraste magnética.

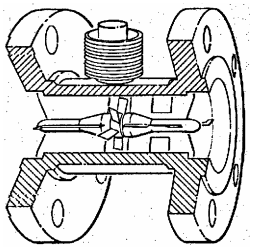


Fig. 20.7*. Detecção elétrica da velocidade angular*

Detecção com rádio freqüência

O sensor da velocidade angular da turbina com onda portadora ou do tipo RF não usa ima e por isso não há o problema da força de arraste magnético sobre o rotor.

A bobina faz parte de um circuito oscilador e a passagem de uma pá do rotor pelo campo de rádio freqüência altera a impedância, modulando a amplitude do sinal do oscilador. Usa-se um circuito amplificador para detectar esta variação da amplitude e fornecer um sinal de saída de pulsos com uma freqüência proporcional à velocidade de rotação da turbina. A vantagem do detector de RF é a possibilidade de medir vazões muito pequenas, aumentando a rangeabilidade da turbina. As desvantagens são a limitação da máxima temperatura de operação e a necessidade de usar o pré-amplificador de sinal.

Atualmente há o desenvolvimento de aplicações de Detectores ópticos. Esta detecção tem a vantagem da RF e adicionalmente é intrinsecamente segura porque usa cabos de fibra óptica.

3.4. Classificação Elétrica

A turbina com detecção elétrica é um instrumento elétrico e como tal necessita de uma classificação elétrica compatível com a classificação da área onde ele está montada. A classificação elétrica normal é de uso geral, para local seguro. Opcionalmente, a turbina pode ter a classificação elétrica de prova de explosão, para uso em local de risco, tipo Classe I, Grupos B, C e D e Divisão 1. Isto consiste de uma conexão NPT integral a turbina e ao detector que permite a instalação de um conduíte ou caixa que engloba o detector e todos os conectores.

Alguns fabricantes oferecem a opção com barreira de segurança intrínseca.

3.5. Fluido Medido

Turbina para gás

O torque fornecido pelo gás é menor que o do liquido e por isso a turbina para a medição de gás é caracterizada por um eixo do rotor mais volumoso, usado para criar um efeito venturi, diminuindo a área de passagem e aumentando a velocidade de entrada do fluido no rotor.

Como o gás oferece menos resistência a vazão que o liquido, pois sua viscosidade é muitíssimo menor, nas mesmas condições de contorno, passa na tubulação uma vazão de gás maior do que de liquido . Tipicamente, uma turbina de gás é projetada para passar 7,48 vezes mais gás do que liquido, para o mesmo diâmetro. (7,48 é o número de galões de 1,00 ft^3).

A turbina de gás possui geometria e os internos diferentes da turbina de liquido. As lâminas do rotor da turbina de gás tem menor grau de elevação, para que o rotor gire na mesma velocidade.

Se uma turbina para liquido é usada para medir gás, a maior vazão volumétrica do gás irá provocar super velocidade no rotor e poderá destrui-la. Na prática, é o que pode acontecer quando uma turbina para liquido é lavada com vapor d'água. Se uma turbina para gás é usada para medir liquido, a combinação do menor ângulo de inclinação e a menor vazão volumétrica produz um torque de acionamento pequeno, girando o rotor em velocidade muito baixa e na região não linear.

A turbina para gás requer recalibrações mais freqüentes que a para liquido, por causa das variações na característica dos mancais.

Para os líquidos, que são praticamente incompreensíveis, a vazão em LPM é especifica. Para os gases compressíveis, o termo m^3/h é ambíguo, pois o volume do gás está diretamente associado às condições de pressão e temperatura. Assim, é comum se ter as expressões vazão real e vazão padrão. A vazão real representa o volume do gás que passa efetivamente pelo medidor, na unidade de tempo. A vazão padrão representa a vazão volumétrica que passaria pelo medidor se o gás estivesse na pressão e na temperatura padrão. As vazões real e padrão estão relacionadas numericamente pela lei dos gases.

$$Q_p = Q_r(\frac{T_p}{T_r})(\frac{P_r}{P_p})$$

onde o índice r indica real e p, padrão.

Para que a vazão volumétrica real medida tenha um significado útil, ela deve ser expressa na vazão volumétrica equivalente do gás, em condições de pressão e de temperatura aceitas como padrão. A vazão real deve ser comparada com sua equivalente padrão.

No dimensionamento da turbina deve-se usar o valor da vazão real, pois é esta que passa efetivamente pelo medidor.

Turbina para liquido

A turbina para medir a vazão de líquidos é a mais tradicional e a que apresenta menor dificuldade de construção, pois as condições de operação são mais favoráveis. O liquido é praticamente incompreensível, a densidade é maior que a do gás e normalmente, a pressão para a vazão de liquido é muito menor que a de gás. Por exemplo, para se ter o mesmo torque na turbina a velocidade da água é aproximadamente 30 vezes menor que a do ar.

3.6. Características

As características de desempenho da turbina, a não ser que seja dito o contrario, se referem às condições ambientes e devem ser indicadas nas unidades SI.

Faixa de vazão

Expressa as vazões mínima e máxima que podem passar dentro da turbina, tipicamente em m3/s.

Sensitividade

A sensitividade da turbina é o seu fator K, que é o elo entre os pulsos de saída da turbina (ciclos por segundo) e a vazão (volume por segundo). Como conseqüência, o fator K é expresso em ciclos por m3. Freqüentemente se usa o K médio, que é a sensitividade medida em toda a faixa de interesse do usuário. A média é obtida tomando-se os fatores Kmax e Kmin.

Queda de pressão

A queda de pressão através da turbina, na máxima vazão de projeto, é expressa em kPa a uma vazão máxima, quando usada como o fluido específico de medição.

A turbina provoca grande perda de carga, proporcional ao quadrado da vazão. Alguns rotores, quando travados por alguma fibra do fluido, podem interromper a vazão, bloqueando a tubulação.

3.7. Condicionamento do Sinal

O sinal de saída do detector eletromagnético da turbina é um trem de pulsos de tensão, com cada pulso representando um pequeno volume discreto do fluido. A saída elétrica da turbina é transmitida ao equipamento de condicionamento de sinal e depois ao sistema de apresentação dos dados, que pode ser de totalização, indicação, registro, controle ou alarme.

A maioria dos sistemas consiste de um totalizador com uma função de fatorar e escalonar os pulso recebidos. Como a saída de pulsos da turbina não está diretamente em unidades de engenharia de vazão, os circuitos de fator e escalonamento fazem os pulsos representar a vazão na unidade conveniente, como litro, galão.

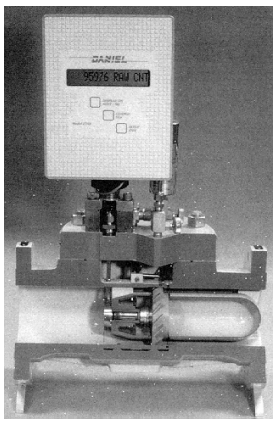


***Fig. 20.8**. Turbina com totalizador integral*

O totalizador acumula o número de ciclos proporcionais a vazão volumétrica total que passou através da turbina. Um integrador fornece um nível de tensão de corrente contínua proporcional à freqüência do sinal. Um scaler multiplica ou divide a freqüência da saída da turbina por um fator selecionado, facilitando a apresentação e a redução dos dados.

Alternativamente, o totalizador pode ser uma unidade de batelada pré ajustada. O valor requerido é pré-ajustado e o totalizador conta diminuindo até zero, quando prove uma alteração de contatos de saída, para terminar a batelada e operar uma válvula solenóide. Para não haver o desligamento repentino da vazão e um conseqüente golpe de aríete, o contador

pode gerar uma rampa ou acionar um contato de aviso anterior ao desligamento completo.

Há sistemas de condicionamento de sinais mais complexos que evitam a interferência ou a perda de pulsos durante a transmissão do sinal, usando um comprador de pulsos e envolvendo duas bobinas detectoras (A e B) e a tomada de dois cabos separados para os circuitos eletrónicos. O comprador de pulsos monitoriza os dois sinais. Se qualquer pulso é perdido ou detectado na outra linha, a seqüência correta dos pulsos (A, B, A, B, A, B, A) será interrompidas. Qualquer pulso falso é registrado e a leitura do totalizador associado será corrigido de acordo.

Muitos sistemas de turbina requerem um sinal analógico para fins de controle ou de registro. Nestes casos, os pulsos devem ser convertidos no sinal padrão de corrente de 4 a 20 mA cc. São disponíveis instrumentos para esta função, chamados de conversores de freqüência/corrente. Quando os sistemas envolvem a totalização e a necessidade do sinal analógico, o circuito do totalizador incorpora este circuito e há uma saída opcional com o sinal de corrente de 4 a 20 mA cc.

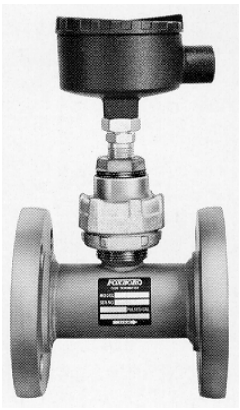


Fig. 20.9*. Turbina com detector e pré-amplificador*

Há aplicações que necessitam apenas da indicação da vazão instantânea. O indicador, digital ou analógico, recebe diretamente os pulsos e indica o valor da vazão em dígitos ou através do conjunto escala + ponteiro.

Há aplicações com a totalização e a indicação feitas no mesmo instrumento, com um contador para a totalização e com um indicador digital para a vazão instantânea.

Como conclusão, os pulsos da turbina são mais adequados para a totalização da vazão e esta operação é feita quase diretamente. Para registro e controle, os pulsos devem ser convertidos em corrente Analógica padrão de 4 a 20 mA cc.

3.8. Desempenho

A característica mais importante do medidor tipo turbina é sua altíssima precisão. A turbina é tão precisão que é considerada como padrão secundário industrial. Ou seja, a turbina pode ser usada como um padrão de transferência para a aferição e calibração de outros medidores, como magnético, termal, sônico.

Porem, o desempenho da turbina depende da natureza do fluido e da faixa de medição da vazão. A perda de carga, o fator do medidor, a amplitude da tensão e a freqüência do sinal de saída dependem do fluido e da vazão. A turbina necessita da calibração para o estabelecimento do fator do medidor e das características gerais de desempenho. A precisão do medidor tipo turbina dependente do erro inerente da bancada de calibração.

Os parâmetros da precisão do medidor são a repetitividade e a linearidade.

Repetitividade

Por definição, repetitividade é o grau de concordância de várias medições sucessivas sob as mesmas condições de vazão e de operação, tais como a temperatura, a viscosidade, a vazão, a densidade e a pressão.

A repetitividade típica da turbina é de 0,1%.

Linearidade

A linearidade é definida como o máximo desvio em percentagem do fator K médio sobre a rangeabilidade normal de 10: 1.

$$\text{Linearidade} = \left(\frac{K - K_{médio}}{K_{médio}}\right)_{máximo} \times 100\%$$

A curva de freqüência x vazão representa o fator K (pulsos/volume), onde a linearidade é a variação do fator K em relação a um valor nominal num ponto na curva. É uma reta inclinada, com não-linearidade próxima do zero.

A faixa linear de um medidor de turbina é a faixa de vazão na qual o fator K permanece constante dentro dos limites declarados. A curva é uma reta horizontal com uma parte não linear, na região de baixa vazão. A não-linearidade é resultante dos efeitos de atrito dos mancais, arraste magnético e o perfil da velocidade dentro do medidor.

Em vazões muito baixas as forças de retardo ultrapassam as forças hidrodinâmicas e o medidor deixa de responder para vazões abaixo de um limite mínimo. Na outra extremidade, desde que a alta pressão evite a cavitação, a velocidade pode ultrapassar de 1,5 a 2 vezes a máxima especificada, durante curtos períodos de tempo, sem problemas. A turbina não deve operar durante longos períodos com velocidade muito elevadas, pois isso é prejudicial a vida aos mancais e a precisão do medidor.

A turbina para gás possui uma linearidade pior do que a turbina para liquido. É mais problemática o aumento da rangeabilidade da turbina de gás, pela diminuição da vazão mínima.

A linearidade de uma turbina depende da faixa de operação e da viscosidade do fluido do processo. A linearidade típica é de ±0,5 % e se aplica para fluidos com viscosidade cinemática próxima de 1 cSt (água). Acima de 1 cSt, a linearidade da turbina se degrada progressivamente.

Rangeabilidade

A rangeabilidade é a relação entre a vazão máxima e a vazão mínima para a qual mantida a precisão especifica do medidor.

Por ser um medidor com relação matemática linear entre a freqüência e a vazão, a turbina possui uma rangeabilidade típica de 10:1. A vazão máxima pode ser estendida de 100%, durante curtos intervalos de tempo, sem estrago para a turbina. As penalidades possíveis pela operação acima da faixa é o aumento da queda de pressão através da turbina e um desgaste maior dos mancais por causa da maior aceleração.

O uso do detector com rádio freqüência, mandatário para turbinas menores que 2", aumenta a rangeabilidade diminuindo o valor da vazão mínima, pois elimina as forças de arraste magnético. O aumento da rangeabilidade da turbina pela diminuição da vazão mínima se aplica principalmente na medição de líquidos.

Tempo de resposta

A capacidade de responder rapidamente as condições da vazão é uma das vantagens da turbina. A constante de tempo depende do tamanho do medidor, da massa do rotor e do projeto das lâminas. A constante de tempo típica varia entre 5 e 10 mili-segundos para turbinas de até 4" de diâmetro.

3.9. Fatores de Influência

Os medidores tipo turbina alcançam uma precisão excepcionalmente boa quando usados sob as devidas condições operacionais: no entanto, são muitos os fatores que podem ter um considerável efeito sobre o desempenho dos medidores tipo turbina: número de Reynolds, viscosidade, valor e perfil da velocidade.

Número de Reynolds

O número de Reynolds influi na medição feita pela turbina porque ele determina o torque que o fluido exerce no rotor da turbina. O número de Reynolds relaciona as forças de inércia com as forças viscosas. O denominador do número está relacionado com as forças de retardo do rotor e o numerador está relacionado com o momento do fluido. Para a turbina funcionar corretamente é necessário que o momento do fluido prevaleça sobre as forças de atrito, ou seja que o número seja muito maior que o denominador. Para um medidor tipo turbina funcionar devidamente, recomenda-se que esteja operando em estado de vazão turbulento, que é descrito por Re maior que 4000.

Viscosidade

O arraste viscoso do fluido age sobre todas as partes moveis da turbina, provocando um torque de retardo sobre o rotor. O desvio do fluido pelas pás do rotor provoca uma alteração no momento do fluido e uma força motriz. O rotor gira, então, a uma velocidade em que a força motriz cancela exatamente o torque de retardo.

A faixa linear do medidor é o parâmetro mais afetado pela variação da viscosidade. A experiência mostra que para viscosidade cinemática acima de 100 cS a turbina não mais apresenta a região linear. O arraste da viscosidade também contribui para a queda da pressão através do medidor e em altas viscosidades, limita a máxima vazão possível.

O tamanho da turbina é também importante e o medidor menor é mais sensível a viscosidade que o maior.

O efeito da variação da viscosidade depende do tipo do rotor; turbina com lâminas paralelas é mais afetada pela variação da viscosidade.

Para uma mesma pressão, a vazão diminui quando a viscosidade do fluido aumenta. Para uma dada vazão, um aumento da viscosidade pode apresentar uma redução no fator K do medidor.

A viscosidade do liquido é altamente dependente da temperatura. Um aumento da temperatura causa uma diminuição da viscosidade. Por esta razão, a variação da temperatura altera consideravelmente o desempenho da turbina.

Densidade

Conforme se verifica no número de Reynolds, a densidade está no numerador, representando um fator no momento do fluido. Quando o momento do fluido é alterado, a rangeabilidade deve ser alterada a fim de proporcionar o mesmo torque mínimo necessário do rotor no extremo inferior da força de vazão. Ao ajustar a vazão mínima do medidor tipo turbina, a repetitividade e a faixa linear se alteram.

Instalação

Como a maioria dos medidores de vazão, a turbina também é afetada pelos efeitos de uma instalação com dispositivos geradores de distúrbios a montante, como válvula, curvas, junções tees, mau alinhamento.

A maioria dos fabricantes sugere instalações com 20 D de trechos retos a montante e 5 D a jusante, onde D é o diâmetro da tubulação. Quando não são disponíveis trechos retos de tamanhos suficientes, usam-se retificadores de vazão; o valor típico do trecho reto a montante cai para 10 D, quando se usa retificador.

Cavitação

A baixa contra pressão pode causar cavitação num medidor tipo turbina. Basicamente, a cavitação é a ebulição do liquido causada pela redução na pressão ao invés da elevação na temperatura.

A perda de carga é aproximadamente proporcional ao quadrado da vazão e é tipicamente de 3 a 10 psi. Há uma vazão máxima em que o medidor pode operar para uma pressão de entrada constante devido a cavitação. Quando a pressão do liquido se aproxima de sua pressão de vapor, a vaporização local pode acontecer logo atrás das pás do rotor, provocando um aumento artificial na velocidade do fluido, que pode aumentar drasticamente o fator K.

Como regra, a mínima pressão a jusante deve ser o dobro da máxima queda de pressão na turbina mais duas vezes a pressão de vapor do liquido medido.

Perfil da velocidade

A geometria do sistema de tubos a montante e imediatamente a jusante do rotor afeta o perfil da velocidade do fluido. Os distúrbios provocados por válvulas de controle, curvas, redutores de pressão, tomadas de instrumentos . devem ficar suficientemente distantes da turbina. A maioria das turbinas já possuem em sua entrada e saída retificadores da vazão.

Erosão e desgaste

A erosão provoca a deterioração gradativo no desempenho da turbina e pode até destruir rapidamente os seus internos. O grande desgaste dos mancais aumenta o atrito nos mesmos. A erosão pode afetar o balanceamento da turbina e como afetar o seu fator K. O uso de filtros eficientes conserva e aumenta a vida útil das turbinas, evitando alterações do fator K.

3.11. Seleção da turbina

Na escolha da turbina, As seguintes características mecânicas devem ser especificadas:

Fluidos medidos

Os líquidos ou gases que estão em contato com as partes molhadas, por exemplo, óleo combustível, acido clorídrico, água, CO_2.

Configuração e dimensões

Para as turbinas flangeadas, o tamanho nominal da tubulação é o comprimento entre as flanges. Para as turbinas com rosca macho, o tamanho nominal da tubulação é o comprimento total.

Dimensões de montagem

A não ser que as conexões do processo sirvam como montagem, o desenho esquemático deve indicar o método de montagem, com o tamanho dos furos, centros e outras dimensões pertinentes, incluindo o tipo de rosca, se usada.

Quando o peso da turbina for muito grande, deve ser considerado o uso de suportes, para garantir o alinhamento dela com a tubulação e para evitar tensões na estrutura.

Marcação

As seguintes informações devem ser marcadas permanentemente no corpo da turbina: o nome do fabricante, o modelo, o número de série, a direção da vazão e o tamanho nominal do tubo.

Opcionalmente ainda podem ser especificadas outras características mecânicas e elétricas da turbina e outros dados da vazão do processo.

***Fig. 20.10**. Plaquetas de turbinas*

Dados do processo

A escolha da turbina requer o conhecimento completos dos dados do processo, como os valores mínimo, normal e máximo da vazão, temperatura e pressão do processo.

Para fins de escolha do instrumento receptor, é importante conhecer a tensão de saída da turbina, expressa em volts pico e a freqüência na máxima vazão de projeto expressa em Hz.

3.12. Dimensionamento

A escolha do tamanho correto da turbina requer o conhecimento da máxima vazão do processo, expressa em LPM para os líquidos e em m3/h reais para os gases. Quando se tem a vazão padrão, deve-se converte-la na vazão real.

A partir da vazão máxima conhecida, seleciona-se o menor medidor da tabela que tenha a vazão normal máxima maior ou igual a vazão máxima do processo a ser medida. São disponíveis turbinas para a medição de vazões muito baixas.

Quando a turbina é aplicada em serviço continuo em uma rangeabilidade menor que 10:1, pode-se escolher uma turbina cuja vazão nominal de trabalho esteja próxima do ponto médio da faixa em vez do ponto máximo da faixa, para aumentar a vida útil dos mancais e suportes.

A turbina é dimensionada pela vazão volumétrica. Cada medidor possui valores típicos de vazões máxima e mínima e raramente estes valores podem ser ultrapassados. Os diâmetros das turbinas variam de 1/2" (12 mm) a 20" (500 mm).

No dimensionamento da turbina é recomendado que a máxima vazão de trabalho esteja entre 70% e 80% da máxima vazão do medidor. Isto resulta em uma rangeabilidade de 7:1 a 8:1 e há uma reserva de 25% para futura expansão ou para a vazão aumentar. Quando se quer uma rangeabilidade de 10:1, deve-se usar a vazão máxima de operação igual a capacidade máxima da turbina.

Para se ter um ótimo desempenho e alta rangeabilidade, a maioria das turbinas é projetada para uma velocidade nominal de 9 m/s. Esta velocidade é maior que as velocidades convencionais dos projetos de tubulações, típicas de 2 a 3 m/s. Como conseqüência, se a turbina é selecionada para ter o mesmo diâmetro da tubulação, a rangeabilidade da medição fica muito pequena; aproximadamente de 2:1 a 3:1. Por isso, o importante no dimensionamento da turbina não é o seu diâmetro nominal mas a vazão volumétrica que ela é capaz de suportar. Assim, na escolha do diâmetro correto da turbina, é aceitável e normal que o diâmetro da turbina seja sempre menor que o da tubulação. Esta regra pode ser usada como detectora de erro: quando o diâmetro da turbina for igual ou maior do que o da tubulação, há erro de calculo ou de dados da vazão.

Como conseqüência dos diâmetros diferentes da tubulação e da turbina, é necessário o uso de retificadores de vazão apropriados e adaptadores. Como a turbina possui o diâmetro menor que o da tubulação, usam-se cones de adaptação concêntricos, com ângulo de inclinação de 15o. Deve-se cuidar que a turbina e a tubulação estejam perfeitamente alinhadas e evitar que as gaxetas provoquem protuberâncias na trajetória da vazão.

Outro aspecto que deve ser considerado na escolha do tamanho da turbina é a pressão estática disponível na linha. A turbina produz uma perda de pressão típica de 3 a 5 psi (20,7 a 34,5 kPa) na máxima vazão. A perda de carga é proporcional ao quadrado da vazão, análoga a placa de orifício. Como conseqüência, se a turbina está operando na capacidade de 50% da máxima, a perda de pressão é 25% da máxima pressão diferencial.

A mínima pressão ocorre em cima do rotor, com uma grande recuperação depois do rotor. Assim, a pressão da linha deve ser suficientemente elevada para evitar que o liquido se vaporize e provoque a cavitação. Para evitar a cavitação, a pressão da linha deve ser no mínimo igual a 2 vezes a pressão diferencial máxima através da turbina mais 1,25 vezes a pressão de vapor do liquido. Quando a

pressão a jusante não é suficiente para satisfazer esta exigência, a solução é usar uma turbina maior, que irá provocar menor perda de carga, mas em detrimento de uma menor rangeabilidade.

Se ocorrer a cavitação, haverá um erro de leitura a mais que a real. A cavitação pode destruir o rotor e os suportes da turbina, por causa de sua alta velocidade.

3.13. Considerações Ambientais

Várias condições ambientais podem afetar a operação da turbina.

Os componentes eletrónicos devem ser alojados em caixa a prova de tempo, para eliminar os problemas de umidade.

A temperatura da turbina é principalmente determinada pela temperatura do processo. Porem, a temperatura da bobina de transdução e o conector pode ser influenciada pelo ambiente. As baixas temperaturas geralmente não causam problemas mas as altas temperaturas podem afetar a isolação.

A vibração mecânica encurta a vida útil da turbina e pode provocar erros sistemáticos nos dados obtidos.

Os campos magnéticos e as linhas de transmissão na proximidade da turbina podem introduzir ruídos espúrios, se o circuito não está adequadamente blindado.

A pulsação da vazão pode produzir erros ou estragos na turbina.

Deve se cuidar para que as condições de operação estejam dentro dos limites estabelecidos na especificação do fabricante.

3.14. Instalação da Turbina

A turbina é afetada pela configuração da linha a montante e a jusante. Isto é causado principalmente pelo redemoinho do liquido que flui e por isso a configuração a montante é muito mais influente que a jusante. Tipicamente, a turbina requer trechos retos maiores que os exigidos pela placa de orifício. Quando o fabricante não especifica diferente ou não se tem as regras tratadas nas normas (API 2534, ASME: Fluid Meters - Their Theory and Application), deve se usar trechos retos iguais ao mínimo de 20 D antes e de 5 D depois da turbina. Pode-se usar retificador de vazão antes da turbina e o próprio suporte do rotor age como um retificador de vazão. Raramente é usado, mas é possível que grandes distúrbios depois da turbina requeiram o uso de retificador de vazão a jusante. Deve se evitar que a tubulação exerça pressão e tensão mecânica sobre o corpo da turbina.

A turbina deve ser instalada de conformidade com a seta de direção marcada no seu corpo. É possível se ter turbinas especiais, capazes de medir a vazão nos dois sentidos. Ela necessita de um fator de calibração aplicável nos dois sentidos e um projeto especial das peças internas.

A turbina deve ser instalada na mesma posição em que ela foi calibrada, usualmente na posição horizontal.

O liquido medido no pode conter partículas solidas com dimensões máximas maiores do que a metade do espaço entre as extremidades da lâmina e o espaço da caixa. A vida útil da turbina será aumentada com a colocação de um filtro a montante. O tamanho do filtro depende do diâmetro da turbina; variando de #170, para partículas de 88 microns para turbinas de 3/8" de diâmetro até #18 para partículas de 1000 microns para turbinas de 1 1/2 ".

3.15. Operação

Pressão do fluido

Uma pressão mínima a jusante da turbina para qualquer instalação deve ser mantida para evitar uma variação no fator de calibração devido à cavitação. A mínima pressão depois da turbina é função da pressão de vapor do liquido e da presença de gases dissolvidos. A mínima pressão a jusante pode ser determinada experimentalmente e é definida como a pressão em que o fator de calibração em 125% da vazão máxima nominal aumenta 0,5% em relação ao fator de calibração correspondente obtido na mesma vazão mas com uma pressão maior de 7,0 x 104 Pa. A pressão mínima a jusante deve ser medida no ponto de 4 D depois da turbina.

Instalação elétrica

Um cabo com dois ou três condutores, blindado, deve ser usado na saída da turbina. A bitola do fio deve ser baseada na atenuação aceitável do sinal. A fiação de sinal deve ser segregada da fiação de potência. A blindagem do cabo deve ser aterrada em apenas um ponto. Normalmente ela é aterrada na extremidade da turbina. O aperto excessivo nas Conexões elétricas pode danificar a bobina de transdução e até o corpo da turbina, dependendo do material.

Verificação do funcionamento mecânico

O tipo do procedimento de teste depende da aplicação da turbina. O mais compreensivo teste envolve o circuito eletrónico associado e o

equipamento de indicação. O teste de verificação do spin do rotor deve ser feito com cuidado, usando um fluido que tenha uma lubricidade compatível com o tipo do suporte usado e que não provoque uma super velocidade no rotor. A turbina medidora de vazão é um instrumento de precisão e pode se danificar se uma mangueira de alta pressão de ar é utilizada para sua limpeza ou para a verificação da rotação do rotor.

Mais medidores de vazão são danificados por excesso de velocidade no rotor durante a partida do que por qualquer outra razão. Para evitar danos no medidor, a vazão de fluido deve ser aumentada gradualmente até o medidor atingir a vazão desejada.

É recomendado que a turbina de vazão seja instalada de forma que ela permaneça cheia de fluido quando a vazão cessa. Quando o medidor de vazão é deixado instalado em uma linha que está temporariamente fora de serviço e tenha sido parcial ou completamente drenada, pode ocorrer severa corrosão dos rolamentos ou dos internos. Se durante estes períodos de parada houver qualquer duvida sobre o nível do fluido na linha e se for economicamente viável e as condições permitirem, a turbina deve ser removida, limpada e guardada. Quando a turbina vai ser guardada ou não utilizada por um longo período, deve ser impregnada em um preservativo anti-corrosão ou óleo de maquina.

Verificação do sinal induzido

A bobina detectora, o circuito associado e o equipamento de leitura de um sistema podem ser verificados através de um sinal induzido. Uma pequena bobina, ligada a uma fonte de corrente alternada é mantida próxima a bobina detectora de modo a se notar o efeito de transferência de energia. Este teste verifica o funcionamento do circuito sem desligar qualquer conexão e sem provocar nenhum dano ao circuito. Deve se evitar o teste da bobina detectora por meio de aplicação direta de sinais, pois isso poderia alterar a sua característica ou a sua continuidade.

3.16. Manutenção

A manutenção de uma turbina, a nível de usuário, consiste de uma inspeção periódica para assegurar que as partes internas não sofreram qualquer corrosão ou incrustação pelo fluido medido. Caso alguma peça tenha sido danificada, ela deverá ser substituída, pelo usuário ou pelo fabricante. Quando se trocam os internos da turbina é conveniente que seja levantado o fator K da turbina.

Uma das maiores causas de um desempenho fraco da turbina é o deposito de sujeira sobre os mancais ou suportes. Quando resíduos duros ou gelatinosos estão depositados dentro dos mancais do rotor a liberdade de rotação da unidade será fortemente prejudicada. Portanto é recomendado, sempre que possível, que o medidor tipo turbina seja cuidadosamente lavado com um solvente apropriado, após um determinado tempo de uso. O solvente deve ser quimicamente neutro e altamente volátil de modo que haja completa secagem após a operação de lavagem. Alguns solventes apropriados seriam: álcool etílico, freon®, solvente padrão ou tricloro etileno.

Para inspeção e limpeza das partes internas, o conjunto do rotor pode ser retirado da carcaça. O conjunto do suporte do rotor e a carcaça podem ser limpos com solvente ou álcool. Se o transdutor

3.17. Calibração e Rastreabilidade

Não se pode ajustar o medidor de vazão tipo turbina, pois ela não possui parafusos de ajustes de zero ou de largura de faixa. O que realmente se deve fazer periodicamente na turbina é a sua calibração (aferição). Calibrar a turbina é levantar de novo o seu fator K, que representa a correspondência do número de pulsos com a vazão medida. Para se fazer esta calibração deve se conhecer a vazão simulada, com uma precisão superior à da turbina. Na prática, esta aferição é chamada de calibração.

A rastreabilidade é a capacidade de demonstrar que determinado medidor de vazão foi calibrado por um laboratório nacional de referência ou foi calibrado em comparação com um padrão secundário referido a uma padrão primário. Por exemplo, nos EUA, o padrão primário é dado pelo National Institute of Standards and Technology (NIST), ex-National Bureau of Standards (NBS).

Os métodos de calibração aceitáveis para a turbina são do tipo: gravimétrico, volumétrico e de comparação. Cada tipo possui vantagens e desvantagens, dependendo do tipo do fluido e da operação.

Os métodos gravimétricos requerem que a densidade do fluido seja determinada com precisão, desde que ela é a base para a conversa de volume massa. O efeito do gás adicionado ao tanque de peso em calibradores gravimétricos fechados deve também ser considerado. O fator do empuxo para o ar, em calibradores gravimétricos abertos é função da densidade do fluido.

O método volumétrico é mais direto, desde que não haja conversa de massa para volume. O calibrador pode ser do tipo aberto para uso de liquido com baixa pressão de vapor ou do tipo fechado, em que uma pressão a jusante maior do que a atmosférica é mantida para evitar a perda do liquido do vaso por evaporação.

Os métodos de calibração podem ainda ser classificados como estáticos ou dinâmicos.

No método estático, a pesagem ou a medição do volume ocorre somente nos intervalos em que o fluido não está entrando ou saindo do vaso. Este método é muito preciso quando feito em condições apropriadas e deve incluir as verificações estáticas contra as unidades de referência de massa ou volume rastreadas do NIST.

No método dinâmico, a medição do volume ou da massa ocorre enquanto o fluido está entrando ou saindo do vaso de medição. Embora mais conveniente para muitas aplicações, ele pode envolver erros dinâmicos que não podem ser detectados pelas verificações estáticas com as unidades de referência e de massa. Os calibradores dinâmicos devem ser verificados cuidadosa e periodicamente por correlação, para garantir que não há erros dinâmicos significativos.

Há dois procedimentos básicos para proceder a calibração da turbina: parte-e-pára em operação e parte-e-pára parado. Deve ser selecionado o tipo que mais se aproxima da aplicação real do medidor.

O método parte-e-pára em operação requer a manutenção de uma vazão constante através da turbina antes, durante e depois da coleta do fluido no vaso de medição. Isto é conseguido usando-se um *divertedor* (diverter) de vazão, cujo movimento é sincronizado com o acionamento e a parada do contador eletrónico.

O método parte-e-pára requer a condição de vazão zero antes e no fim da calibração e que, no mínimo, em 95% do tempo total a vazão esteja no valor desejado. Isto é implementado com válvulas solenóides sincronizadas com a ação do contador eletrónico.

A bancada de calibração deve reproduzir as condições reais da aplicação da turbina, utilizando o mesmo fluido do processo, com a duplicação dos valores da densidade, viscosidade, pressão, temperatura.

3.18. Cuidados e procedimentos

Tubulação

A tubulação entre a turbina e o vaso de medição deve ser curto, com volume desprezível em relação ao volume medido e projetado para eliminar todo ar, vapor e gradientes de temperatura. Ele deve ser construído para garantir que todo o liquido e somente este liquido passando através da turbina está sendo medido.

Válvula de controle de vazão

A válvula de controle de vazão deve ser colocada depois do medidor de vazão para reduzir a possibilidade de ocorrer a vazão com as duas fases (liquido/vapor) dentro da turbina sob teste. Quando isto não é pratico, deve-se instalar um regulador da pressão a jusante da turbina, para manter a pressão a montante (back pressure) requerida.

Métodos positivos, se possível visuais, devem garantir que a ação da válvula de fechamento (shut-off) é positiva e que não ocorre vazamento durante o intervalo de calibração.

A capacidade mínima do vazão de medição depende da precisão requerida e da resolução do indicador e da turbina sob teste.

Fluido

O liquido usado para fazer a calibração deve ser o mesmo do processo cuja vazão será medida pela turbina e as condições de operação devem ser duplicadas. Quando não é possível usar o fluido do processo, deve se usar o fluido substituto com a viscosidade cinemática e a densidade relativa (gravidade especifica) dentro de 10% daquelas do fluido de operação. A lubricidade de um liquido não pode ser bem definida como a densidade e a viscosidade, mas este parâmetro também deve ser considerado.

Deve se usar filtro antes da turbina, para protege-la contra sujeira e má operação. O grau de filtragem depende do tamanho do medidor. Deve se usar um filtro de 50 micron ou menor, quando se tem um sistema de calibração com vários tamanhos de turbinas.

Posição

A turbina deve ser instalada como indicada pela flecha de direção marcada no seu invólucro.

A turbina normalmente é calibrada na posição horizontal com o elemento de transdução vertical e na parte superior. Quando a instalação de serviço é diferente da

horizontal, a inclinação pode causar uma variação no fator de calibração, por causa do desequilíbrio axial. A orientação do elemento de transdução também pode causar um erro devido a relação das forças de arraste magnético e da gravidade.

Procedimentos de teste

Os resultados obtidos durante a calibração devem ser registrados em uma folha de dados.

A turbina deve funcionar por um período mínimo de cinco minutos em uma vazão razoável antes da calibração.

Durante o período de funcionamento, o pico da tensão de saída deve ser medido e registrado nas vazões mínima e máxima. O formato da onda do sinal de saída também deve ser observado num osciloscópio para verificar o mau funcionamento da turbina.

O número de pontos de calibração não deve ser menor que cinco e deve incluir as vazões mínima e a máxima especificadas pelo fabricante.

O número de vazões em cada ponto de calibração não deve, no mínimo, igual a dois, com a vazão subindo e descendo. O fator K, a linearidade e a faixa linear são determinadas destes dados.

A pressão absoluta a jusante deve ser medida no ponto de 4D depois da extremidade da turbina. No mínimo ela deve ser igual a soma da pressão de vapor do liquido na temperatura de operação mais três vezes a queda de pressão através da turbina.

A temperatura do liquido de calibração na turbina deve ser medida no ponto 4D depois da turbina. Quando se instala o sensor de temperatura a montante da turbina, ele deve ser montado no ponto de 1D antes do retificador de vazão suplementar. Em todas as instalações, o sensor de temperatura deve estar imerso em uma profundidade suficiente para minimizar os erros de condução térmica.

O número total de ciclos acumulados para cada ponto de calibração é ditado pela precisão da medição. Desde que o contador eletrónico tem um erro típico de ±1 ciclo, um número suficiente de ciclos deve ser acumulado para tornar este erro desprezível.

Os métodos gravimétricos requerem um base exata de conversa de massa para volume. A densidade do liquido, à temperatura e pressão do medidor, deve ser determinada com uma incerteza de ±0,05% ou menor. O efeito da empuxo do ar deve ser considerado.

3.19. Aplicações

Devido à sua característica de excelente desempenho, a turbina é largamente usada para aplicações de altíssima precisão, para a transferência comercial de produtos valiosos, como óleo cru, hidrocarbonetos refinados e gases. As turbinas são muito utilizadas em aviação, para a medição da vazão de combustíveis.

Os medidores de vazão tipo turbina proporcionam medidas extremamente precisas de líquidos e gases bem comportados. A variedade das configurações tornam este medidor muito versátil. A sua saída de pulsos é conveniente para a totalização direta da vazão. A relação linear entre a freqüência e a vazão resulta em grande rangeabilidade, típica de 10:1, podendo ser aumentada, através da calibração, para até 100:1.

A turbina pode ser usada como referência secundaria padrão para a determinação e aferição do fator K de outros medidores de vazão. O desempenho do medidor de vazão tipo turbina, de boa qualidade, devidamente calibrado e em aplicações corretas, é provavelmente o mais preciso que qualquer outro tipo de medidor de vazão.

3.20. Folha de Especificação: Medidor de Vazão Tipo Turbina

Geral	**Identificação**			
	Serviço			
	Linha nº			
	Classificação do invólucro			
	Classificação da área			
	Conexão elétrica			
Medidor	Diâmetro, classe, face			
	Faixa de vazão nominal			
	Material do corpo			
	Material do flange			
	Material do eixo rotor			
	Tipo e mat. Do rolamento			
	Sobrecarga da vazão máx.			
	Nº de bob. Magnet. Excit.			
	Linearidade			
	Precisão			
	Repetitividade			
	Tensão pico a pico mín.			
	Fator k			
Pré-Amplificador.	Faixa de operação			
	Sensitividade			
	Alimentação Retificador de fluxo			
Acessórios	Filtro desaerador			
Condições de Operação	Fluido			
	Vazão normal máx.			
	Pressão normal máx.			
	Temp. Normal máx.			
	ΔP máximo			
	Densidade cond. Oper.			
	Visc. Cond. Oper.			
	% Sólido e tipo			
	Pressão de vapor			
MODELO DO FABRICANTE OU SIMILAR:				
NOTAS:				

***Fig. 10.16**. Folha de Especificação para um medidor de vazão tipo turbina*

21. Deslocamento Positivo

1. Introdução

O medidor de vazão com deslocamento positivo retira a energia do fluido para seu funcionamento. Os medidores podem medir líquidos e gases. Eles podem ser construídos com pistão rotativo, com pistão reciprocante, com disco nutante, com lâminas rotatórias e com engrenagens ovais. Qualquer que seja a construção, todos funcionam sob o mesmo princípio simples de deslocar volumes discretos e conhecidos do fluido, da entrada para a saída do instrumento e contar tais volumes.

2. Princípio de operação

O princípio de Arquimedes estabelece que qualquer objeto submerso em um fluido desloca o seu volume de fluido. Se o volume deslocado é mais pesado, o objeto flutua no fluido; se o volume deslocada é mais leve, o objeto afunda no fluido. Por exemplo, o balão com ar aquecido flutua porque ele desloca um volume de ar frio que pesa mais que o peso do balão. A pedra afunda na água por que ela desloca um volume de água que pesa menos que o peso da pedra.

Na medição de vazão por deslocamento positivo aplica-se o vice-versa do princípio de Arquimedes: um volume discreto de fluido desloca ou move um corpo solido.

A característica básica do medidor de vazão a deslocamento positivo é a passagem do fluido através do elemento primário em quantidades discretas. Desde que se conheça o volume de cada quantidade e se conte o número das quantidades isoladas, obtém-se o volume total.

O medidor a deslocamento positivo divide a vazão de líquidos em volumes separados conhecidos, baseados nas dimensões físicas do medidor, conta-os ou totaliza-os. Eles são medidores mecânicos em que uma ou mais peça móvel, localizada no jato da vazão, separa fisicamente o líquido em incrementos. A energia para acionar estas peças é extraída do fluido do processo sob medição e apresenta uma queda de pressão entre a entrada e a saída do medidor. A precisão geral do medidor depende dos pequenos espaçamentos entre as partes moveis e fixas e dos comprimentos destas extensões de vazamento. Assim, a precisão tende a aumentar, quando o tamanho do medidor aumenta.

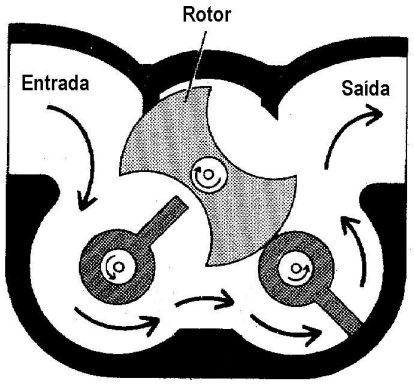


Fig. 21.1. Princípio de funcionamento do medidor de vazão a deslocamento positivo: volumes discretos passam da entrada para a saída do medidor, acionando um contador

3. Características

Enquanto a maioria dos medidores de vazão mede a velocidade do fluido e infere a vazão volumétrica desta velocidade, o medidor a deslocamento positivo não mede a vazão instantânea, mas totaliza diretamente o volume, embora alguns também forneçam uma saída analógica proporcional a vazão. Os medidores de vazão de deslocamento positivo são considerados geradores de pulso, porque cada volume discreto de fluido é representado por um pulso ou uma unidade contável. A soma

dos pulsos resulta na quantidade total da vazão.

O medidor de deslocamento positivo pode ser considerado um tipo de motor fluido. A pressão diferencial entre o medidor é a força acionante que opera com alta eficiência volumétrica sob uma pequena carga. Esta carga é provocada por dois motivos: um devido ao atrito no elemento de medição e no mecanismo de indicação ou registro, a outra devido a perda de pressão resultante da restrição da vazão. O trabalho feito pelo "motor" contra estas cargas resulta em perda de carga permanente irrecuperável.

Como os medidores de gás medem o volume nas unidades reais, referidas as condições do processo, devem ser feitas correções continuamente na temperatura e na pressão. A precisão varia tipicamente de ±0,5 a ±1% da vazão medida. A rangeabilidade pode variar entre 20:1 a 50:1, dependendo do projeto. A precisão e a repetitividade são convenientes para aplicações de transferências comerciais, de bateladas e de mistura. O perfil existente da velocidade no fluido não afeta o desempenho, de modo que o medidor pode ser colocado praticamente em qualquer parte da tubulação do sistema.

Normalmente, todos os medidores de vazão com deslocamento positivo são calibrados para garantir um alto grau de precisão. A precisão depende do tamanho do medidor, do tipo de serviço, das exigências contratuais legais. O medidor da bomba de gasolina deve ter a precisão de ±1 % para instalações novas. Na prática o erro é de ±2%. Com cuidado e calibração pode se ter a precisão de ±0,5 % do valor medido.

A rangeabilidade do medidor de gás a deslocamento positivo é limitada pelo projeto do medidor. Em baixas vazões, a quantidade de gás não medido que pode vazar através dos selos na câmara de medição pode tornar uma fração substancial da vazão total. Isto piora sensivelmente a precisão do medidor. A rangeabilidade é, portanto, relacionada com a eficiência dos selos.

Geralmente, maiores capacidades podem ser conseguidas se os medidores de gases são operados em maiores pressões. Entretanto, por causa da maior capacidade significar maior desgastes das peças do medidor, os fabricantes podem colocar limitações na máxima capacidade, baseando-se na maior velocidade permissível para as peças moveis que mantém a precisão sobre longos períodos de tempo. Sujeira no fluxo do gás pode se sedimentar no medidor e aumentar o desgaste das peças moveis.

Não há peças moveis especificas que requeiram manutenção regular e substituição. Porem, o fluido deve ser limpo e definitivamente não pode conter partículas abrasivas. Os líquidos devem ter propriedades lubrificantes. O vapor entranhado no líquido ou a cavitação pode provocar super velocidade e eventualmente pode danificar o medidor.

Quando estes medidores são volumosos, devem ser usados fundações ou suportes, similares aqueles usados em bombas. O custo relativamente elevado do equipamento e de sua operação pode ser plenamente justificado pela excepcional precisão, pela capacidade de medir baixas vazões, pela repetitividade e pela rangeabilidade.

O medidor a deslocamento positivo com bom desempenho deve manter a isolação das quantidades, obtida através de dois tipos de selagem: a positiva e a capilar. A selagem positiva pode usar um selo flexível (p. ex., água) ou um selo mecânico. Em qualquer caso, o selo deve evitar vazamentos do fluido para e da câmara de isolação. A selagem capilar prove um selo através da tensão superficial de um filme ou fluido entre duas superfícies que não estão em contato físico de uma câmara de isolação.

Como o fluido deve fazer uma selagem, o medidor a deslocamento positivo de líquido é sensível a variação da viscosidade. Abaixo de uma "viscosidade limite", tipicamente de cerca de 100 centistoke, o medidor deve ser calibrado para o fluido especifico. As viscosidades acima do limite não afetam o desempenho da medição. Realmente, quanto maior a viscosidade, melhor é o desempenho, embora a alta viscosidade aumente a queda de pressão, porque as peças moveis consomem mais energia para deslocar o fluido.

Como a alta queda de pressão apressa o desgaste, a maioria dos fabricantes especifica uma queda máxima de pressão permissível e especifica a capacidade com a viscosidade crescente. Com fluidos muito viscoso, rotores com maiores folgas permitem maiores vazões.

Os erros na medição são devidos principalmente aos vazamentos do fluido não medidos da entrada para a saída do medidor. O termo usado para expressar o vazamento em medidores de vazão com deslocamento positivo é o deslizamento (slip).

4. Tipos de Medidores

Os medidores a deslocamento positivo se baseiam em diferentes mecanismos acionadores do fluido, tais como: disco nutante,

engrenagens ovais, pistão rotatório, pistão reciprocante, rotor espiral, lâmina rotatória.

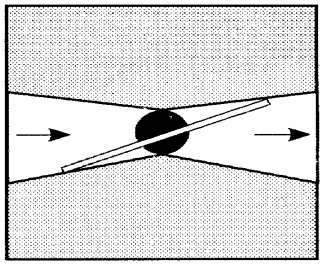


Fig. 21.2. *Medidor a deslocamento positivo com disco nutante*

4.1. Disco Nutante

O medidor a deslocamento positivo com disco nutante, conhecido como medidor de disco, é usado extensivamente para o serviço de medição de água residencial. O conjunto móvel, que separa o fluido em incrementos, consiste de disco + esfera + pino axial. Estas peças se fixam numa câmara e a dividem em quatro volumes, dois acima do disco na entrada e dois debaixo do disco na saída. Quando o líquido tenta fluir através do medidor, a queda de pressão da entrada para a saída faz o disco flutuar e para cada ciclo de flutuação, indicar um volume igual ao volume da medidora, menos o volume do conjuntos do disco. A extremidade do pino axial, que move em um circulo, aciona uma came que está ligada a um trem de engrenagens e registra o total da vazão. Este medidor possui imprecisão de ±1 a ±2% do fundo de escala. É construído para pequenos tamanhos e sua capacidade máxima é de 150 GPM (570 LPM).

4.2. Lâmina Rotatória

Este medidor de vazão possui lâminas tencionadas por molas, que selam os incrementos do líquido entre o rotor excentricamente montado e a caixa, transportando o líquido da entrada para a saída, onde ele é descarregado devido ao volume que diminuir. Este medidor é o mais usado na indústria de petróleo, aplicado para medir gasolina, óleo diesel, querosene com faixas de alguns GPM de líquidos de baixa viscosidade até 17.5000 GPM (66,5 LPM) de fluidos viscosos. A imprecisão é de ±0,1%; alguns medidores apresentam imprecisão de ± 0,05% do fundo de escala. Os materiais de construção são variados e podem ser usados em altas temperaturas e pressões, como 180 ^{o}C e 1 000 psig (7 MPa).

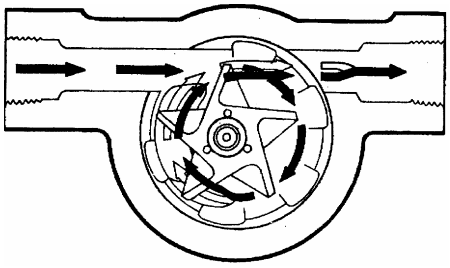


Fig. 21.3*. Medidor a deslocamento positivo com lâminas rotatórias*

4.3. Pistão Oscilatório

A porção móvel deste medidor consiste de um cilindro que oscila em torno de uma ponte dividida que separa a entrada da saída. Quando o cilindro oscila em torno da ponte, o pino faz uma rotação por ciclo. Esta rotação é transmitida a um trem de engrenagens e registra diretamente ou magneticamente através de um diafragma. Este medidor, usado em medição da água domestica, tem a capacidade de manipular líquidos limpos viscosos e corrosivos. A imprecisão é da ordem de ±1% do fundo de escala. É usado em pequenos diâmetros, para medir baixas vazões. O custo depende do tamanho e dos materiais de construção.

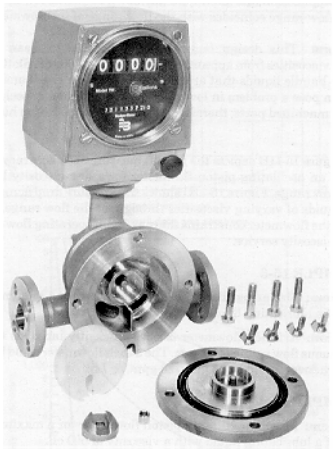


Fig. 21.4*. Medidor a DP com pistão*

4.4. Pistão Reciprocante

O mais antigo dos medidores a deslocamento positivo, este medidor é disponível em várias formas: com vários pistões, com pistão de dupla ação, com válvulas rotatórias, com válvulas deslizantes horizontais.

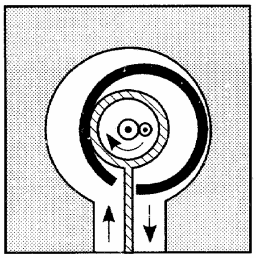


Fig. 21.5*. Medidor a DP com pistão*

Um braço atuado pelo movimento reciprocante dos pistões aciona o registro. Estes medidores são largamente usados na indústria de petróleo, com uma precisão de ± 0,2% do fundo de escala.

4.5. Lóbulo Rotativo

Neste medidor, dois lóbulos são acoplados juntos para manter uma posição relativa fixa e giram em direções opostas dentro do invólucro. Um volume fixo de líquido é deslocado por cada revolução. Um registro é engrenado a um dos lóbulos. Eles são normalmente construídos para serviços em tubulações de 2" a 24" e sua máxima capacidade varia de 8 a 17.500 GPM (30,4 A 66.5000 LPM).

Uma variação deste medidor usa rotores com engrenagens ovais no lugar dos rotores em forma de lóbulo.

Em baixas vazões (0,8 a 152 LPH), onde a imprecisão devida às folgas pode ser grande, pode se usar a versão com servo mecanismo deste medidor. O conceito atrás desta técnica é que não haverá pressão diferencial através do medidor, não havendo assim força para causar deslizamento das folgas. A eliminação desta pressão diferencial é feita detectando as pressões a montante e a jusante e automaticamente ajustando um motor que varia a velocidade do rotor, de modo que as pressões sejam iguais.

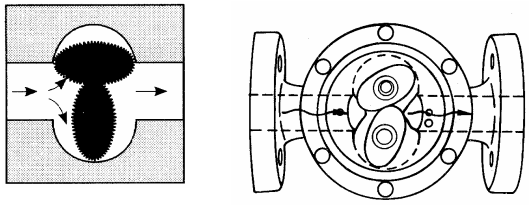


Fig. 21.6. Medidor a DP com engrenagens ovais

4.6. Medidor com Engrenagens Ovais

O medidor de engrenagens ovais pertence à classe dos medidores de deslocamento positivo, com extração da energia do processo, intrusivo e com saída linear em relação a vazão.

O medidor possui uma câmara de medição com duas engrenagens ovais acopladas entre si e girando em sentidos contrários. Estas engrenagens giram muito próximas da parede da câmara, isolando os volumes do líquido. A câmara de medição possui uma entrada e uma saída. As duas engrenagens iniciam seu movimento devido ao diferencial de pressão existente entre a entrada e a saída. A cada giro completo das engrenagens, quatro volumes discretos são transportados da entrada para a saída do medidor, havendo uma proporcionalidade entre a rotação e o volume transferido.

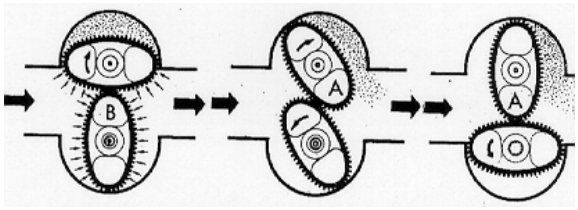


Fig. 21.7*. Medidor de vazão a DP com engrenagens*

Esta rotação, normalmente transmitida por acoplamento magnético, passa por unidades redutoras de velocidade, que permitem a instalação de contadores ou indicadores locais, transmissão de pulsos eletrônicos à distancia ou transmissão de sinal analógico proporcional à vazão instantânea.

Para manter as forças de atrito e as perdas de carga num valor mínimo, as engrenagens ovais giram totalmente livres. Elas tocam apenas na linha de acoplamento e não tocam na câmara de medição, deixando pequena área ou fenda entre as engrenagens e a câmara.

Como em todos os medidores de deslocamento positivo, o erro da medição é causado pela vazão do fluido através destas fendas e função da dimensão da fenda entre as engrenagens e a câmara, do diferencial de pressão entre a entrada e a saída e da viscosidade do fluido medido.

Um aspecto importante da precisão do medidor com engrenagens é a relação da área da fenda com o volume da câmara de medição. Quando o volume da câmara de medição aumenta, o volume medido cresce ao cubo e a área da fenda cresce ao quadrado.

A precisão típica dos medidores com engrenagem é de ±0,3% do valor medido, numa rangeabilidade de 10:1.

Para viscosidades altas, a modificação do perfil dos dentes das engrenagens do medidor permite diminuir a perda que carga, diminuindo a energia necessária para eliminar o líquido do espaço entre os dentes.

Os medidores de engrenagens ovais são aferidos normalmente com tanques volumétricos ou medidas de capacidade. A calibração é simples, consistindo na alteração da relação de transmissão do medidor, através da troca de pequenas engrenagens de ajuste.

A calibração pode ser feita pelo próprio usuário, com o medidor em linha e com o próprio líquido de operação.

Os medidores de engrenagens ovais são disponíveis em vários modelos diferentes:

1. medidores com carcaça simples, para pequenas e médias vazões e pressões.
2. medidores com carcaça dupla, para medição de vazões médias e grandes, com altas temperaturas e pressões.
3. medidores com acabamento sanitário, para medição de produtos alimentícios e farmacêuticos.
4. medidores com câmara de medição encamisada, para medição de líquidos que necessitam de aquecimento ou resfriamento em linha.
5. medidores com dispositivos para dosagem local, para possibilitar o controle automático de pequenas vazões.
6. medidores com gerador de pulsos, para aplicação com indicação e monitoração remotas.

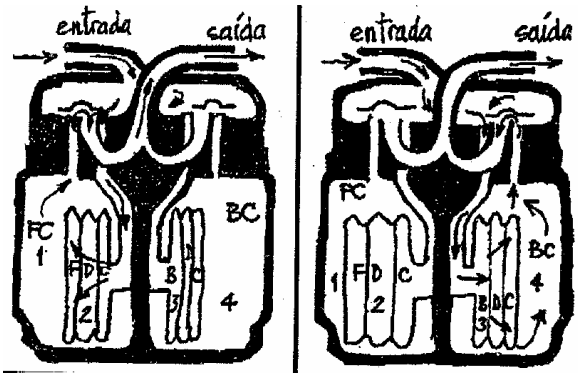
5. Medidores para Gases

Os medidores de vazão de gás a deslocamento positivo mede, passando volumes isolados de gás, por seus internos, sucessivamente enchendo e esvaziando os compartimentos com uma quantidade fixa de gás. O enchimento e o esvaziamento são controlados por válvulas convenientes e são transformados em um movimento rotatório para operar um contador calibrado ou um ponteiro que indica o volume total do gás que passou através do medidor.

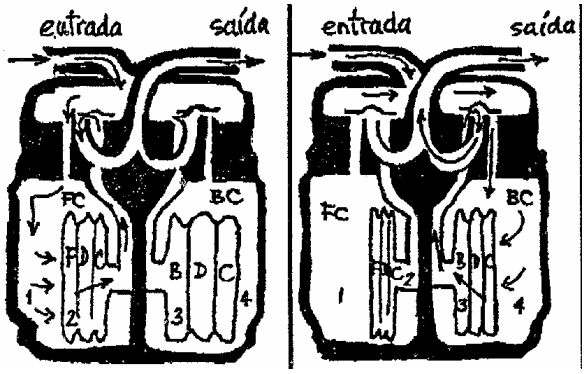
O medidor com tambor com líquido de selagem é o mais antigo medidor de gás a deslocamento positivo. Ele foi desenvolvido no inicio dos anos 1800s e foi usado por muitos anos durante a era da iluminação a gás. Este tipo ainda disponível é ainda um dos mais precisos medidores do tipo deslocamento positivo. Atualmente, são usados em laboratórios, como teste, medições de planta piloto e como padrão para outros medidores.

Várias das dificuldades com o medidor com líquido de selagem, tais como variações no nível do líquido e no ponto de congelamento foram superados em 1840 com o desenvolvimento do medidor com deslocamento positivo tipo diafragma. Os primeiros medidores eram construídos com pele de carneiro e com caixas metálicas; hoje são usados o alumínio com diafragma de borracha sintética. O princípio de operação, porem, continua inalterado há mais de 150 anos.

O princípio de operação do medidor a diafragma com quatro câmaras é ilustrado na figura. A seção de medição consiste de 4 câmaras formadas pelos volumes entre os diafragmas e o centro de partição e entre os diafragmas e a caixa do medidor. A pressão diferencial entre os diafragmas estende um diafragma e contrai o outro, alternadamente enchendo e esvaziando os quatro compartimentos. O controle do processo é através de válvulas deslizantes que estão sincronizadas com o movimento dos diafragmas e temporizadas para produzir uma vazão suave de gás, evitando oscilações. O mecanismo está ligado através de engrenagens ao ponteiro que registra o volume total que passa pelo medidor.



Câmara 1 esvaziando Câmara 1 vazia
Câmara 2 enchendo Câmara 2 cheia
Câmara 3 vazia Câmara 3 enchendo
Câmara 4 cheia Câmara 4 esvaziando



Câmara 1 enchendo Câmara 1 cheia
Câmara 2 esvaziando Câmara 2 vazia
Câmara 3 cheia Câmara 1 esvaziando
Câmara 4 vazia Câmara 4 enchendo

Legenda:

FC – câmara frontal

BC – câmara traseira

FDC – câmara diafragma frontal

FBC – câmara diafragma traseira

***Fig. 21.8**. Medidor a DP com diafragma e 4 câmaras*

A especificação de pequenos medidores a diafragma é usualmente feita em ft3/h de gás com densidade relativa igual a 0,6 , que resulta em queda de pressão de 0,5" de coluna d'água. Medidores maiores são especificados para vazões com 2" de coluna d'água de diferencial. Desde que a maioria dos medidores é vendida para as companhias distribuidoras de gases, que manipulam o gás natural com densidade relativa de aproximadamente 0,60, pode ser necessário determinar a vazão do medidor para outros gases. Isto é realizado com a formula:

$$Q_f = Q_b \sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_f}}$$

onde

Q_f é a nova vazão volumétrica (ft3/h)

Q_b é a vazão volumétrica para o gás a 0,6

ρ_b é a densidade relativa para o medidor a 0,6

ρ_f a densidade relativa para o novo gás.

A imprecisão do medidor a deslocamento positivo com diafragma é da ordem de ±1% do valor medido, sobre uma faixa de 200:1. Esta precisão se mantém durante vários anos de serviço. A deterioração do medidor é rara e só acontece em condições com alta umidade e grande sujeira no gás.

5.1. Aplicações

Todos os medidores a deslocamento positivo para gás podem ser usados para medir qualquer gás limpo e seco que seja compatível com os materiais de construção do medidor e com as especificações de pressão. A sujeira e a umidade são os piores inimigos do bom desempenho do medidor; filtros na entrada devem ser usados, quando indicado. Desde que todos os gases variam o volume com as variações de pressão e temperatura, estas fontes de possíveis erros devem ser controladas, polarizadas ou compensadas. A condição padrão do gás pela norma ISO 5024 (1976) é em 101,4 kPa e 15,6 ^{o}C. Em pressão elevada e alta temperatura, deve se aplicar o fator de compressibilidade para os volumes medidos.

5.2. Calibração dos Medidores de Gases

O teste ou *proving* do medidor de gás é usualmente feito usando-se um gasômetro, referido como "prover". Um cilindro (bell) precisamente calibrado é selado sobre um tanque, por um líquido adequado. A parte inferior do cilindro descarrega um volume conhecido de ar através do medidor sob teste para comparar os volumes indicados. Os provers são fornecidos para descarregar volumes de 2, 5 e 10 ft3. A imprecisão do prover é da ordem de ±0,1% do valor medido.

Outros dispositivos usados para calibrar os medidores de gases são orifícios calibrados e bocais críticos, com precisão variando de ±0,15 a ±0,5% do valor medido.

6. Vantagens e Desvantagens

Os medidores a deslocamento positivo fornecem boa precisão (±0,25% do valor medido) e alta rangeabilidade (15:1). Sua repetitividade é da ordem de ±0,05% do valor medidor. Alguns projetos são adequados para fluidos com alta viscosidade. Não requerem alimentação externa e apresentam vários tipos de indicadores. Seu desempenho praticamente não é afetado pela configuração a montante do medidor. Eles são excelentes para aplicações de batelada, mistura, blending, desde que são medidas as quantidades reais de líquidos. São simples e fáceis de serem mantidos, usando-se pessoal regular e ferramentas padrão.

Os medidores a deslocamento positivo requerem peças usinadas com grande precisão para se obter pequenos intervalos, que influem no desempenho do medidor. Os líquidos medidos devem ser limpos, senão o desgaste destruiria rapidamente o medidor e degradaria sua precisão. As partículas contaminantes devem ser menores que 100 micros. As peças moveis requerem manutenção periódica; os instrumentos podem exigir recalibração e manutenção periódicas. Eles podem se danificar por excesso de velocidade e requerem alta pressão para a operação. Não servem para manipular fluidos sujos, não lubrificantes e abrasivos.

Fig. 21.9. *Medidor a DP rotativo para líquidos*

7. Conclusão

Como classe, os medidores a deslocamento positivo são um dos mais usados para a medição de volumes, em aplicações de custódia (compra e venda de produtos). Eles são especialmente úteis quando o fluido medido é limpo e sem sólidos entranhados. O desgaste das peças introduz a maior fonte de erro. O erro de vazamento aumenta com fluido de baixa viscosidade. Em grandes medidores, os efeitos da temperatura na densidade e na viscosidade devem ser considerados.

Os acessórios disponíveis padrão incluem: filtro, conjunto de alivio de ar para remover vapor antes do fluido entrar no medidor, válvula de desligamento automático para serviços de batelada, compensadores de temperatura, impressoras manual e automática, geradores de pulsos para manipulação remota, geradores do sinal analógico para monitoração remota.

FOLHA DE ESPECIFICAÇÃO : TOTALIZADOR LOCAL

Geral	**Identificação**			
	Serviço			
	Linha nº			
	Função			
	Tipo			
Corpo	Material			
	Diâmetro, classe, face			
Medidor	Mat. Da caixa			
	Mat. Dos internos			
	Capacidade			
Visor	Nº de dígitos			
	Unidade			
	Leitura máxima			
Acessórios	Filtro			
	Rearme manual			
	Rearme automático			
	Compens. De temperatura			
	Compens. De pressão			
	Tipo do contato			
	Quantidade forma			
	Capac. Dos contatos			
	Vol. Por fecham. Do contato			
Condições de Operação	Fluido			
	Vazão normal máx.			
	Pressão normal máx.			
	Temp. Normal máx.			
	Densidade cond. Oper.			
	Viscosidade cond. Oper.			
	Peso molecular			
MODELO DO FABRICANTE OU SIMILAR:				
NOTAS:				

Fig. 12.9. Folha de Especificação de medidor de vazão a deslocamento positivo

22. Medidor Coriolis

1. Introdução

A massa, ao lado do comprimento e do tempo, constitui a base para toda medida física. Como um padrão fundamental de medição, a massa não deriva suas unidades de medida de qualquer outra fonte. As variações de temperatura, pressão, viscosidade, densidade, condutividade elétrica ou térmica e o perfil da velocidade não afetam a massa. Tais imunidade e constância tornam a massa a propriedade ideal para se medir.

Até recentemente, não existia nenhum método pratico para medir massa em movimento. Os usuários tinham de inferir a massa do volume. Infelizmente, os medidores de vazão volumétrica não medem a massa mas o espaço que ela ocupa. Deste modo, deve-se calcular os efeitos da temperatura e pressão sobre a densidade, quando deduzir a massa do volume.

A medição direta da vazão de massa evita a necessidade de cálculos complexos. Ela cuida diretamente da massa e desde que a massa não muda, um medidor direto de vazão mássica é linear, sem as correções e compensações devidas às variações nas propriedades do fluido.

O medidor opera pela aplicação da Segunda Lei de Newton: Força é igual à Massa vezes a Aceleração (F = m a). Ele usa esta lei para determinar a quantidade exata de massa fluindo através do medidor.

A massa do fluido tem uma velocidade linear quando ele flui através do tubo sensor. A vibração do tubo sensor, em sua freqüência natural em torno do eixo, gera uma velocidade angular. Estas forças vibracionais do tubo, perpendiculares à vazão do fluido, causam uma aceleração na entrada e uma desaceleração na saída. O fluido exerce uma força oposta a si próprio, que resiste às forças perpendiculares do tubo, causando o tubo dobrar. Os circuitos eletrônicas do medidor de vazão mássica essencialmente medem esta pequena força vibratória induzida pela vazão do fluido. Esta força do fluido é proporcional à vazão mássica. É a mesma força de Coriolis que causam as correntes de ar circularem em torna da Terra em rotação. Esta força também cria uma precessão giroscópica empregada em sistemas de navegação de navios e aviões. A força de coriolis é a única força significativa usada na determinação da vazão mássica direta.

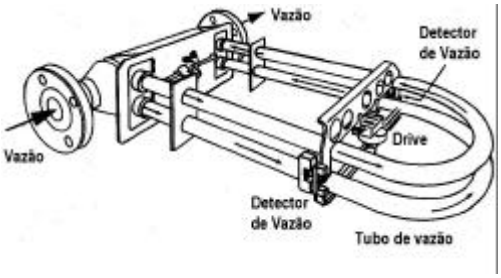


***Fig. 22.1**. Princípio de funcionamento do medidor: vazão mássica Coriolis*

2. Efeito Coriolis

Qualquer objeto movendo acima da Terra com velocidade espacial constante é defletido em relação a superfície de rotação da terra. Esta deflexão foi discutida inicialmente pelo cientista francês Coriolis, na metade do século passado e atualmente é descrita em termos de aceleração de Coriolis ou da força de Coriolis. A deflexão é para o lado direito, no hemisfério norte e para a esquerda, no hemisfério sul. Os efeitos Coriolis devem ser considerados em uma variedade de fenômenos em que o movimento sobre a superfície da Terra está envolvido; por exemplo:

1. os rios no hemisfério sul forçam mais sua margem esquerda do que a direita e o efeito é mais acentuado quanto maior for a sua latitude,

2. no hemisfério sul, a água sai da pia girando no sentido horário,
3. os movimento do ar sobre a terra são governados pela força de Coriolis,
4. um termo, devido ao efeito Coriolis, deve sempre ser incluído em equações de balística exterior,
5. qualquer bolha de nível sendo usada em navio ou avião será defletida de sua posição normal e a deflexão será perpendicular a direção do movimento do navio ou avião e é devida ao efeito Coriolis.

3. Relações Matemáticas

Um elemento de fluido movendo em velocidade constante ao longo de um trecho reto de tubulação não possui nenhuma componente de aceleração. Porém, se o tubo é girado um instante, aparece uma aceleração complementar ou aceleração de Coriolis. Esta componente de aceleração produz uma força de inércia na tubulação proporcional a vazão mássica instantânea. A força de Coriolis é o princípio operacional básico atrás do medidor de massa de Coriolis.

A aceleração de Coriolis (a_C) para uma partícula de massa dm, movendo ao longo de uma tubulação em rotação vale:

$$a_C = 2\ w \times v_f$$

onde

x é o produto vetorial dos vetores velocidade rotacional (w) e velocidade axial (v_f) do fluido.

O vetor da aceleração de Coriolis é perpendicular ao plano contendo a velocidade do fluido e o vetor rotacional. Pela Segunda lei de Newton (F = ma), a força inercial incremental (dF) na parede da tubulação, produzida pela componente da aceleração de Coriolis é

$$dF = (dm)(aC) = 2\ w\ q_m\ dr$$

onde a força elementar dF é perpendicular ao plano dos vetores velocidade e rotacional.

Ela age na direção perpendicular à tubulação e se opõe ao movimento rotacional. A força inercial total na parede da tubulação é obtida da integração ao longo da tubulação e a vazão mássica instantânea é dada por

$$q_m = F/2\ w\ L$$

No medidor industrial, a tubulação não é girada mas oscilada por bobinas eletromagnéticas na freqüência natural da estrutura. Pela aplicação de um movimento oscilatório, é possível suportar rigidamente a tubulação e eliminar os suportes. Desde que a tubulação está agora aterrada, a rigidez do sistema é muito aumentada, limitando o movimento que pode ser seguramente suportado sem ruptura. Para diminuir a rigidez, são usados tubos longos que podem tomar vários formatos de modo a minimizar o comprimento total do medidor. Estes formatos, normalmente em U, aumentam a perda de carga do medidor.

O medidor Coriolis é um sistema dinâmico, onde a velocidade angular de acionamento está em fase com a aceleração de Coriolis produzida e, portanto, defasada de 180^o da força de Coriolis do fluido na tubulação.

Há dois modos diferentes de vibração, uma vibração do circuito da tubulação acionada eletromagneticamente (em sua freqüência natural) e outra vibração produzida pelas forças de Coriolis acionando a tubulação em uma freqüência correspondendo a freqüência do primeiro modo.

Há duas deflexões: uma produzida na porção acionada dd (na freqüência de ressonância) e outra dF, resultante da força de Coriolis. Estas deflexões estão defasadas de 180^o: quando a deflexão de acionamento dd é zero, a deflexão produzido pela força de Coriolis dF é máxima. Esta diferença de quadratura entre as duas deflexões serve para detectar a vazão mássica instantânea e pode ser detectada pela:

1. amplitude dos dois modos,
2. diferença de fase,
3. cruzamento do zero.

É comum o uso de dois tubos, diminuindo a necessidade de potência e resultando em um sistema de sintonia balanceada que minimiza a energia entrando ou saindo do sistema de fontes externas. O fluido pode ser dirigido serialmente ou em paralelo, dependendo do fabricante. Os modos de acionamento, de deflexão de Coriolis, de detecção e relação da amplitude medida dependem de cada fabricante.

4. Calibração

O medidor Coriolis necessita da calibração inicial para a determinação da constante do instrumento e se mantém para qualquer fluido. A verificação ou a recalibração é facilmente feita no campo, pelo usuário. Para uma mola acionada estaticamente, a calibração com um único líquido, usando um fluido com única densidade, seria suficiente para determinar a constante do medidor para todas as variações de densidade, desde que a rigidez do sistema (constante de mola) seja corrida para as variações de temperatura. As cargas não são aplicadas estaticamente mas são aplicadas na freqüência de acionamento. Uma função de transferência mecânica é portanto introduzida em adição a função estática.

5. Medidor Industrial

Um objeto se movendo em um sistema de coordenadas que gira com uma velocidade angular, desenvolve uma força de Coriolis proporcional a sua massa, a velocidade linear do objeto e a velocidade angular do sistema. Esta força é perpendicular junto a velocidade linear do objeto como a velocidade angular do sistema de coordenadas.

A Terra constitui o sistema rotatório. Por causa da força de Coriolis, um objeto lançado de uma torre alta atingirá a terra um pouco a leste da vertical. Neste caso, a velocidade angular está apontada para o norte e a velocidade linear está dirigida para baixo e a força de Coriolis está na direção leste. Se o movimento do objeto fosse impedido de cair em um longo tubo vertical, esta componente da velocidade dirigida para leste faria o objeto exercer uma força contra a parede do tubo. Se o líquido é bombeado através deste tubo, a força de Coriolis contra o tubo é proporcional a vazão mássica e o momento angular da terra.

Em um medidor tipo Coriolis, o fluxo do fluido de entrada é dividido entre dois tubos curvados, iguais e com diâmetros menores que a tubulação do processo. A vazão segue as trajetórias curvas e converge na saída do medidor. Estes tubos estão vibrando em sua freqüência natural, geralmente por um dispositivo magnético. Se, em vez de ser continuamente girado, o conduíte vibra, a amplitude e a direção da velocidade angular se alternam. Isto cria uma força de Coriolis alternada. Se os tubos curvados são suficientemente elásticos, as forças de Coriolis induzidas pela vazão mássica produzem pequenas deformações elásticas nos tubos. Esta distorção pode ser medida e a vazão mássica inferida dela.

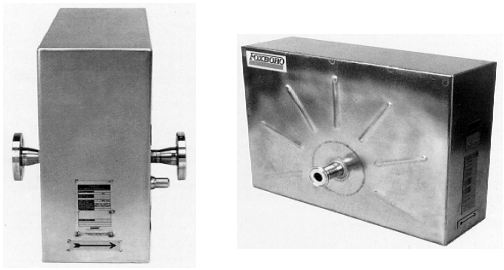


Fig. 22.2. Medidor industrial

Em sua forma mais simples, o medidor de vazão Coriolis possui dois componentes básicos: o sensor e o transmissor eletrônico. O sensor é um conjunto de tubo (um ou dois) instalado na tubulação do processo. O tubo usualmente em forma de U é vibrado em uma pequena amplitude, na sua freqüência natural, por meio de um sinal da bobina acionadora. A velocidade angular do tubo vibrante, em combinação com a velocidade de massa do fluido vazante, faz o tubo inclinar. A quantidade de inclinação é medida através de detectores de posição, colocados nas duas extremidades do tubo em U. Os sinais gerados pelos detectores são levados para um circuito eletrônico, que condiciona, amplifica, padroniza e transmite uma sinal de saída, típico de 4 a 20 mA cc. Nenhum componente a estado solido fica próximo do tubo e, como conseqüência, pode-se manipular fluidos em alta temperatura. O transmissor eletrônico pode ficar até 300 metros de distancia do sensor.

Quando a vazão passa pelo tubo vibrante, o efeito Coriolis ocorre, causando uma inclinação no tubo durante sua vibração. A inclinação é medida com um tempo de atraso entre as laterais do tubo e a medição é processada como uma onda senoidal. O tempo de atraso é diretamente proporcional a vazão mássica instantânea. Independente da inclinação, a freqüência de vibração do tubo varia com a densidade do fluido do processo. Deste modo, além da medição da vazão mássica (maioria das aplicações) pode-se medir também a densidade do fluido (minoria das aplicações). Um sensor de temperatura,

normalmente um bulbo de resistência, é também usado para monitorar a temperatura, que influi na módulo de Young do tubo metálico.

Nada fica em contato com o fluido, exceto a parede interna do tubo, que é feito normalmente de aço inoxidável AISI 316L.

Como somente a massa em movimento é medida, a incrustação de material no tubo sensor não afeta a calibração do medidor.

6. Características

A saída do medidor é linear com a vazão mássica, de zero até o valor máximo especificado. O circuito eletrônico pode gerar saída analógica e digital. A saída digital tem freqüência ajustável continuamente entre 0 e 3 kHz e 0 a 15 kHz. A saída analógica mais comum é a de 4 a 20 mA cc. A saída pode ser escalonada em qualquer unidade de engenharia.

A precisão é tipicamente estabelecida entre ±0,2 a ±0,4% da vazão medida, com rangeabilidades iguais ou maiores que 25:1. Elas medem diretamente em unidades de massa. Com medidores volumétricos, a temperatura ou a pressão estática ou ambas deviam ser medidas para a determinação da vazão de massa. Portanto, os medidores volumétricos usados para medir a vazão mássica não podem ser tão precisos quanto os instrumentos usados para medir diretamente a massa.

As faixas de vazão variam de 10 gramas/minuto até 20.000 kg/minuto. Os medidores são disponíveis em tamanhos de até 6" de diâmetro.

Normalmente não há considerações ou imposições acerca de trechos retos a montante e a jusante. A maioria dos medidores não necessita de trechos retos vizinhos ao medidor. Não há peças moveis e os tubos são virtualmente sem obstrução. O medidor pode ser limpo no local e auto-drenado com a própria configuração e orientação do tubo. São disponíveis também versões sanitárias.

7. Aplicações

Os medidores de vazão Coriolis podem medir líquidos, inclusive líquidos com gás entranhado, líquidos com sólidos, gases secos e vapor superaquecido, desde que a densidade do fluido seja suficientemente elevada para operar corretamente o medidor. Os medidores são disponíveis em tamanhos variado de 1" a 6".

A habilidade do medidor de vazão Coriolis medir a densidade tem muitas aplicações. As densidades de líquidos podem ser medidas com altíssima precisão e em linha, sem os inconvenientes e atrasos da amostragem. A densidade pode ser usada para determinar a percentagem de material na vazão pela massa (percentagem de sólidos) ou volume total.

Há aplicações de medidor Coriolis portátil, montado em uma mesa com rodas, para totalização e monitorização de transferência de material em processo batelada de indústria farmacêutica. Um único medidor pode ser instalado, quando necessário, em um de vários pontos, substituindo, a montagem de vários medidores permanentes. O medidor único serve uma grande área porque é rara a necessidade de mais de uma medição ao mesmo tempo. Tem-se, assim, um sistema econômico e de altas precisão e confiabilidade.

8. Critérios de Seleção

Os fatores na seleção e aplicação do medidor de vazão Coriolis incluem o tamanho, que afeta a precisão e a queda de pressão, compatibilidade de materiais, limites de temperatura e pressão. Alguns medidores são projetados para faixas de temperatura entre -400 a +600 ^{o}F. Os medidores podem suportar pressões de até 5 000 psig.

A perda de pressão é um parâmetro importante no dimensionamento do medidor. O valor preciso e confiável da viscosidade nas condições reais de operação e de vazão (a viscosidade depende da temperatura e do fato do fluido estar vazando ou não) é importante na determinação da queda de pressão. Normalmente, há uma relação ótima entre viscosidade, queda de pressão e tamanho do tubo medidor para uma medição precisa e confiável.

A compatibilidade do material é critica com muitas vazões e é valiosa a experiência do fabricante com vários pares fluidos/materiais. As tabelas padrão de corrosão podem não ser suficientes, pois o tubo medidor pode estar sujeito a corrosão de tensão (stress corrosion crack) com alguns fluidos. O material padrão do tubo medidor é o aço inoxidável AISI 316L. Quando os fluidos são mais agressivos, por exemplo, contendo cloretos, podem ser usados tubos

de Hastelloy, Monel, tântalo ou com revestimentos convenientes.

9. Limitações

Os problemas que aparecem nestes sistemas de medição de vazão de Coriolis estão relacionados com a sensibilidade a vibração e a alta temperatura, falhas do circuito eletrônico, rupturas do tubo em soldas internas e entupimento do tubo por fases secundárias. A maioria dos problemas pode ser resolvida com melhorias do projeto. Tubos curvados de vários formatos reduzem o tamanho e peso de corpo do medidor e diminuem a perda de carga permanente em médias e altas velocidades.

A distorção do tubo pode ser medida sem a necessidade de se ter um ponto ou plano de referência para o movimento do tubo. Maiores relações sinal/ruído e correção de desvio de zero melhoram o desempenho do instrumento. Adicionalmente os medidores são menos sensíveis a vibração e mais faceeis de serem instalados. A vazão divergente entre os dois tubos não mais necessitam ser distribuída igualmente para manter a precisão e novos projetos eliminam a necessidade de soldas internas nas extremidades do tubo.

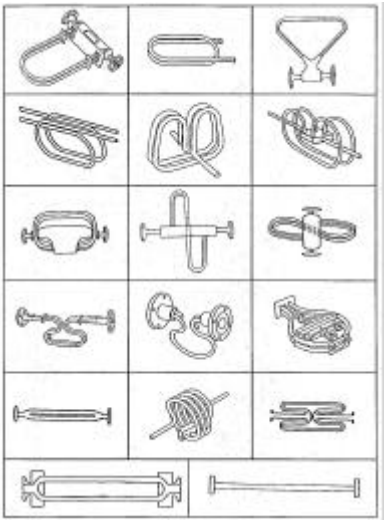


Fig. 22.3. Formatos dos medidores

Embora o medidor de massa de Coriolis seja não-intrusivo, a trajetória da vazão passa em seu circuito. Em adição, a vazão é separada em dois tubos com diâmetros menores que o diâmetro da tubulação de processo. Isto ocasiona o aparecimento freqüente de fase secundária no medidor, quando não cuidadosamente instalado. A perda de pressão pode ser substancialmente maior do que em outros tipos não-intrusivos e portanto, pode haver o aparecimento de cavitação e flasheamento de líquidos voláteis.

Os problemas ocorrem mais freqüentemente na partida de sistemas mal instalados do que de falhas mecânicas ou eletrônicas. Portanto, a instalação deve ser estritamente de acordo com as recomendações do fabricante. Mesmo para pequenas linhas de processo, os medidores são pesados e volumosos, quando comparados com outros tipos. Porém, eles não são afetados pela distorção do perfil da velocidade e não requerem longos trechos de tubulação para sua instalação.

Embora o medidor custe muito mais do que os outros tipos, ele mede a vazão mássica diretamente, sem a necessidade de instrumentos adicionais para compensação.

10. Conclusão

Hoje, no mundo, há mais de 75.000 medidores de massa direta, tipo Coriolis, para operar nas indústrias farmacêutica, química, de papel e celulose, petroquímica e de tinta. Eles medem a vazão mássica e a densidade de materiais tão diversos como tintas e polímeros, óleo diesel e soda caustica, plasma sangüíneo e glicol etileno. O medidor é particularmente usado na medição de vazão de fluidos não-newtonianos, normalmente encontrados na indústria de alimentos, tintas e farmacêutica.

O medidor Coriolis é o único que oferece a habilidade de medir diretamente a vazão mássica em um processo continuo e principalmente em processos tipo batelada. Um único medidor de vazão pode ser usado para controlar vários ingredientes ou vários medidores podem medir cada componente da mistura, diminuindo grandemente o tempo da batelada, com grande beneficio ao usuário, pois o problema de pesar materiais é inteiramente eliminado.

O medidor Coriolis é também usado em aplicações de transferência de custódia (compra e venda de produtos).

Desde que haja suficiente velocidade de massa, o medidor Coriolis pode medir vazões de gases.

Folha de Especificação : Transmissor de Vazão - Mássico

Geral	1	Identificação.	**Ft-9121**	**Ft-9102**
	2	Serviço.	Transfer. De eto p/ reação	Alimentação tq-910-02
	3	No. Da linha / equip.	Eto-91104-22a-cc	P-91114-13e-tv
	4	Diâmetro / classe / face	1.1/2" - 150# fr	2" - 150# fp
	5	Class. Do invólucro.	Nema 7	Nema 7
	6	Classificação da área.	Cl. I, div. Ii, gr. B, c, d.	Cl. I, div. Ii, gr. B, c, d.
	7			
	8			
Sensor	9	Princípio medição / tipo	Coriolis	Coriolis
	10	Material do elemento	A. Inox 316 l	A. Inox 316 l
	11	Material da caixa	A. Inox 304	A. Inox 304
	12	Conexão elétrica.	3/4" npt	3/4" npt
	13	Comprimento do cabo	5 metros	5 metros
	14	Faixa máxima de vazão	10,8 ton/h	24 ton/h
	15	Diâmetro do tubo medidor	1" - 25mm	1.1/2" - 40mm
	16	Sinal de saída de vazão	Digital	Digital
	17	Indicador local	Não	Não
	18	Repetitividade	0,05% da vazão	0,05% da vazão
	19	Rangeabilidade	20 : 1	20 : 1
	20	Alimentação	24 v.d.c.	24 v.d.c.
	21			
Processo	22	Fluído / estado físico	Etileno óxido	Multipropósito
	23	Vazão normal / máx. (ton/h)	3,5 4,3	15,0 15,0
	24	Press. Oper. / máx. ($kg/cm^2 a$)	6,0 7,0	3,0 6,0
	25	Temp. Oper. / máx. (^oc)	5,0 10,0	40
	26	DENSIDADE (kg/m^3)	899	909
	27	VISCOSIDADE (cp)	0,31	1,4
	28	Δ P máx. Admissível (kg/cm^2)		
	29	Peso molecular (gas)		
	30	Fabricante (ou similar)	Foxboro	Foxboro
	31	Modelo	CFS10-10 SC FNN	CFS10-15 SC FNN

NOTAS: 1- O FABRICANTE DEVERÁ CONFIRMAR O MODELO, DIÂMETRO E TIPO DO MEDIDOR.

23. Medidor Ultra-sônico

1. Introdução

Há três tipos de medidores ultra-sônicos de vazão:

1. tempo de propagação ou tempo de trânsito
2. mudança de freqüência
3. efeito Doppler.

Em todos os medidores ultra-sônicos, a energia elétrica é usada para excitar um cristal piezelétrico em sua freqüência de ressonância. Esta freqüência de ressonância é transmitida na forma de onda, viajando à velocidade do som, no fluido e no material onde o cristal está tocando.

2. Diferença de Tempo

O medidor de vazão ultra-sônico a diferença de tempo ou tempo de trânsito mede a vazão, medindo o tempo gasto pela energia ultra-sônica atravessar a seção do tubo, indo a favor e contra a vazão do fluido dentro da tubulação. Os tempo de propagação da onda ultra-sônica, através do fluido, são diferentes, quando no sentido da vazão e quando no sentido contrario. A diferença no tempo de trânsito das ondas, a favor e contrario à vazão, é proporcional a vazão do fluido. Há uma diferença de tempo de propagação, por que quando a onda viaja contra a vazão, a sua velocidade é levemente diminuída e quando viaja a favor da vazão, a velocidade da onda sonora é levemente aumentada.

Neste medidor, uma onda de pressão de alta freqüência é projetada, sob um ângulo preciso, através da tubulação. Quando a onda é transmitida através do fluido na direção da vazão, sua velocidade aumenta. Quanto ela é transmitida contra a direção da vazão, sua velocidade diminui. Do ângulo entre a trajetória da onda e a vazão do fluido e da velocidade da onda no fluido pode se determinar a velocidade média do fluido. A vazão volumétrica pode ser inferida desta medição da velocidade da vazão.

Como a onda de ultra-som não pode ser dispersa pelas partículas no fluido, estes medidores são normalmente usados para medir a vazão de líquidos limpos. As precisões podem variar de ±1 a ±5% da vazão medida, com rangeabilidades de vazão de 10:1 a 40:1. Como estes medidores são não-intrusivos, a perda de carga permanente é essencialmente zero. Os transdutores podem ser grampeados do lado de fora da tubulação.

Matematicamente, tem-se

$$t_{AB} = L/(C + V\cos\theta)$$

e

$$t_{BA} = L/(C - V\cos\theta)$$

onde

C é a velocidade do som no fluido,

V é a velocidade do fluido na tubulação,

L é o comprimento do trajeto acústico,

q é o ângulo do trajeto, em relação ao eixo da tubulação,

t_{AB} é o tempo medido de trânsito entre A e B

t_{BA} é o tempo medido de trânsito entre B e A

A diferença de tempo dá

$$\Delta t = t_{BA} - t_{AB} = 2 \times L \times V \cos q / C$$

Simplificando,

$$V = K \times \frac{\Delta t}{t_{\bar{A}}^2}$$

onde

$t_{\bar{A}}$ -tempo médio de trânsito entre os transdutores.

O tipo mais simples e mais econômico envia uma única onda através do fluido e tem dois transdutores montados com ângulo de 180 graus afastado do tubo. O raio faz a média do perfil da velocidade ao longo de sua trajetória e não cruza a área do tubo. Isto torna o medidor dependente do perfil da velocidade, que, por

este motivo, deve ser estável. Trechos retos de tubulação são normalmente recomendados para eliminar a distorção e os redemoinhos.

As bolhas de ar no fluido, ou os redemoinhos e os distúrbios gerados por acidentes antes do medidor podem espalhar as ondas de ultra-som, causando dificuldades na medição. As variações da temperatura do processo podem alterar a velocidade do som no fluido, piorando o desempenho do medidor. Há problemas com medições de pequenas vazões, pois há muito pequena diferença entre os tempos de transmissão a favor e contra a vazão do fluido.

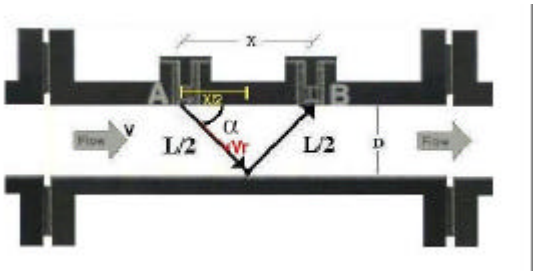


***Fig.23.1**. Princípio de funcionamento do medidor ultra-sônico*

10.3. Diferença de Freqüência

No medidor a diferença de freqüência, ajustam-se as freqüências de dois osciladores, uma em f_{AB} e a outra em f_{BA}, onde se tem:

$$f_{AB} = \frac{1}{t_{AB}}$$

$$f_{BA} = \frac{1}{t_{BA}}$$

A relação entre a diferença das freqüências e a velocidade da onda é dada por:

$$V = \frac{\Delta f \times L}{2\cos\theta}$$

3. Efeito Doppler

O efeito Doppler foi descoberto em 1842 e é usado atualmente em sistemas de radar (ar) e sonar (água) e em estudos médicos e biológicos. A demonstração prática do efeito Doppler é escutar o apito do trem ou a buzina do carro. A qualidade tonal (freqüência) é diferente para o observador estático quando o trem está também parado ou em movimento.

Na aplicação industrial, quando um raio ultra-sônico é projetado em um fluido não-homogêneo, alguma energia acústica é refletida de volta para o elemento sensor. Como o fluido está em movimento com relação ao elemento sensor e o som espalhado se move com o fluido, o sinal recebido difere do sinal transmitido de um certo desvio de freqüência, referido como o desvio de freqüência Doppler. Este desvio de freqüência é diretamente proporcional a vazão.

Estes medidores não são normalmente usados com fluidos limpos, porque uma quantidade mínima de partículas ou bolhas de gás devem estar no fluido. As bolhas de gás podem ser criadas no fluido para fins de medição. A precisões geralmente variam de ± 2 a $\pm 5\%$ da vazão medida. Não há usualmente restrições para a vazão ou para os números de Reynolds, exceto que a vazão deve ser suficientemente rápida para manter os sólidos em suspensão.

4. Relação Matemática

Uma onda ultra-sônica é projetada em um ângulo através da parede da tubulação no líquido, por um cristal transmissor em um transdutor colocado fora da tubulação. Parte da energia é refletida pelas bolhas ou partículas no líquido e retorna através das paredes para um cristal receptor. Desde que os refletores estejam viajando na velocidade do fluido, a freqüência da onda refletida é girada de acordo com o princípio Doppler. Combinando as leis de Snell e de Doppler, tem-se a velocidade:

$$V = \frac{\Delta f \times C_t}{2 f_o \cos\theta}$$

ou, escrevendo de modo simplificado:

$$V = K \times \Delta f$$

onde

Δf é a diferença entre a freqüência transmitida e a recebida

f_o é a freqüência de transmissão

θ é o ângulo do cristal transmissor e receptor com relação ao eixo da tubulação

C_t é a velocidade do som no transdutor.

A velocidade é uma função linear de Δf. Desde que se possa medir o diâmetro interno da tubulação, a vazão volumétrica pode ser medida, multiplicando-se a velocidade pela área da seção transversal.

5. Realização do Medidor

O projeto mais popular é com um único transdutor. Os cristais transmissor e receptor estão ambos contidos em um único conjunto transdutor, montado externamente à tubulação. O alinhamento dos cristais é feito pelo fabricante do medidor. No projeto com transdutores duais, o cristal transmissor é montado separadamente do cristal receptor, ambos externas à tubulação. O alinhamento é mantido por um conjunto apropriado.

6. Aplicações

Como com o tempo de trânsito e outros medidores de vazão, a tubulação deve estar completamente cheia, para se ter a medição da vazão correta. O transdutor com efeito Doppler indica a velocidade em uma tubulação parcialmente cheia, desde que o transdutor esteja abaixo do líquido na tubulação.

Os fabricantes especificam a distancia mínima do medidor para os provocadores de distúrbio, como válvula, cotovelo, te, bombas, tipicamente 10 a 20 D antes e 5 D depois do medidor.

O medidor a efeito Doppler se baseia nas bolhas ou partículas no fluido para refletir a energia ultra-sônica. Os fabricantes especificam o limite mínimo de concentração e tamanho de sólidos ou bolhas nos líquidos para operação confiável e precisa. Os medidores ultra-sônicos a efeito Doppler são efetivos com líquidos misturados com sólidos (slurries). Porem, quando a mistura é altamente concentrada, as ondas ultra-sônicas não penetram suficientemente no fluido, por causa da reflexão no fluido próximo da parede da tubulação, que se move muito lentamente. Variações na densidade da mistura também introduzem erro.

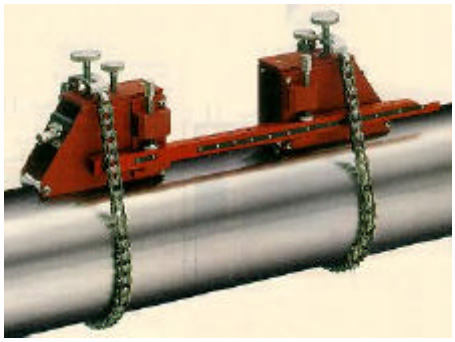


***Fig. 23.2**. Medidor ultra-sônico não intrusivo*

A vazão deve estar na velocidade típica de 2,0 m/s mínima para os sólidos em suspensão e 0,75 m/s para as bolhas entranhadas.

Fig.23.3. Medidor ultra-sônico intrusivo

O medidor a efeito Doppler opera independente do material da tubulação, desde que ele seja condutor sônico. Tubulação de concreto, barro e ferro muito poroso, podem absorver a energia ultra-sônica e podem não trabalhar bem com um medidor tipo Doppler. Deve-se tomar cuidado com tubo de plástico reforçado com fibra de vidro; os resultados são excelentes com tubulação de plástico, como de PVC.

10.8. Especificações

A precisão especificada é tipicamente de ± 0,2 a ±5 % da largura de faixa e depende do fabricante, velocidade, diâmetro da tubulação, fluido do processo. Deve ser feita a calibração no fluido do processo para converter a velocidade em vazão volumétrica. A calibração sem o fluido do processo pode introduzir erros de +5% até -2% da vazão medida. A calibração feita com outro fluido conhecido mas diferente do fluido do processo real pode produzir precisão tão boa quanto ±1% do valor medido. A repetitividade é da ordem de ±0,5% do fundo de escala.

Os medidores podem ser bidirecionais, mas eles medem apenas a magnitude e não a direção da vazão. Pode-se usar totalizador, em vez de indicador da vazão instantânea. Vibrações na tubulação e condições de não vazão podem causar indicação do fundo de escala devido ao movimento das partículas e das bolhas. A saída de 4 a 20 mA cc é a padrão. Saídas de pulso ou de tensão são opcionais.

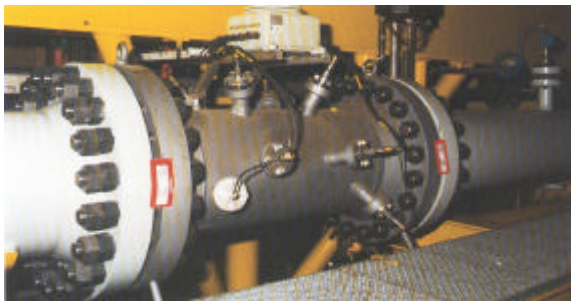


Fig. 15.4. Medidor de vazão chamado de intrusivo,

Fig. 23.5. Medidor ultra-sônico multifeixe

10.9. Conclusão

O número de instalações com medidores ultra-sônicos, tanto a tempo de trânsito como a efeito Doppler, tem diminuído por causa da reputação de desempenho inadequado. Muitos medidores de vazão ultra-sônicos a efeito Doppler são medidores portáteis para verificação de grandes vazões; são aplicações que não requerem grande precisão. Atualmente são projetados medidores ultra-sônicos com melhoria do desempenho, com projetos envolvendo transdutores múltiplos, maiores freqüências de operação e novas técnicas eletrônicas. Já são desenvolvidos, inclusive, medidores de vazão para fluidos limpos usando a turbulência do fluido para refletir as ondas.

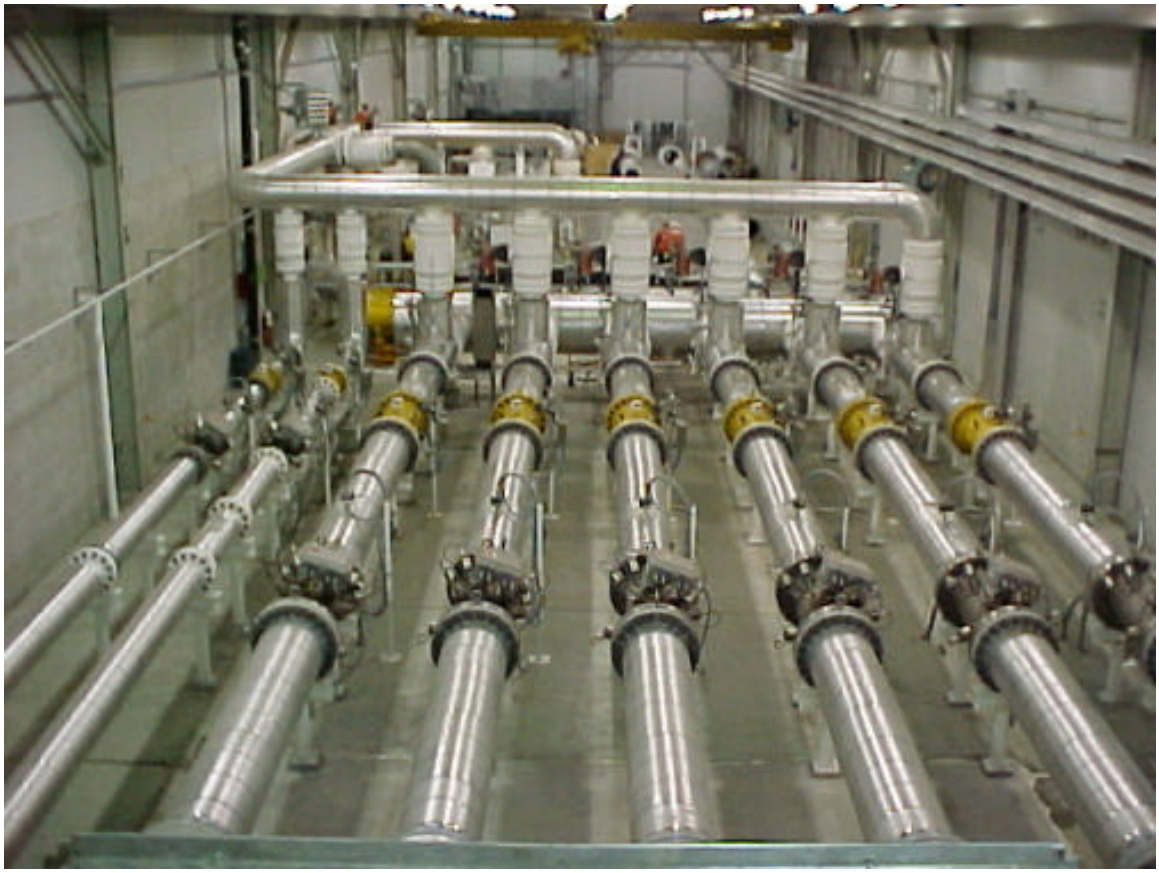
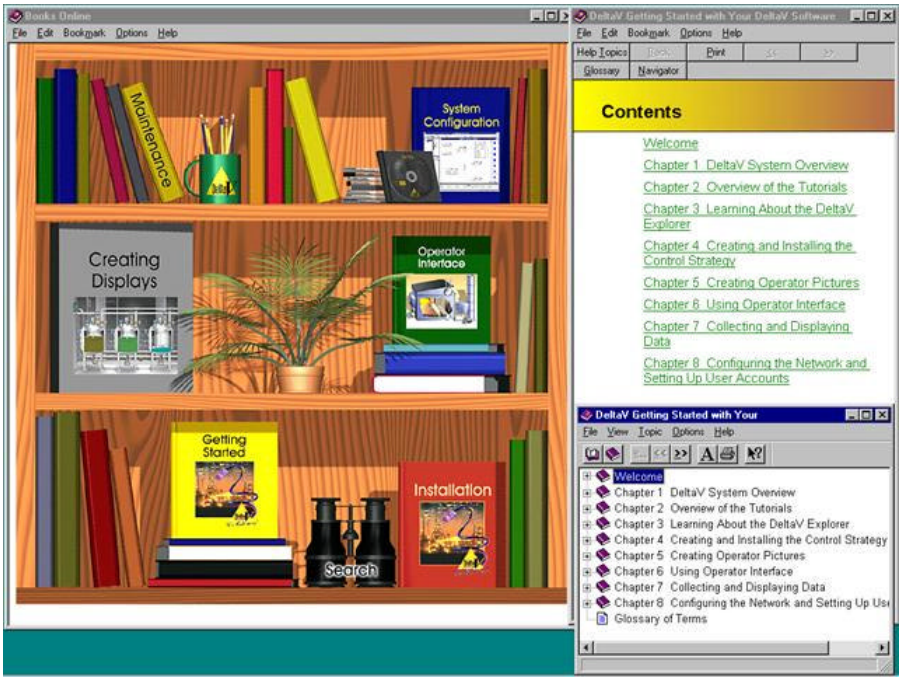


Fig. 23.6. Laboratório de Calibração de Vazão

Regulamento Técnico da ANP



24. Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural

1. Objetivo e Campo de Aplicação

1.1 Objetivo

Este Regulamento estabelece as condições mínimas que devem ser atendidas pelos sistemas de medição aplicáveis a:

1.1.1 Produção de petróleo e gás natural;

1.1.2 Transporte e estocagem de petróleo e gás natural;

1.1.3 Importação e exportação de petróleo e gás natural.

1.2 Campo de Aplicação

1.2.1 Este Regulamento se aplica a todos os sistemas de medição em linha ou em tanques, equipados com dispositivos destinados a medir, computar e mostrar o volume de petróleo e gás natural produzidos, processados, armazenados ou transportados, e utilizados para :

1.2.1.1 Medição fiscal da produção de petróleo e gás natural nas instalações de produção, em terra e no mar;

1.2.1.2 Medição da produção de petróleo e gás natural em testes de longa duração dos campos de petróleo e gás natural;

1.2.1.3 Medição para apropriação da produção de petróleo e gás natural dos poços e campos;

1.2.1.4 Medição da produção de petróleo e gás natural em testes de poços, cujos resultados sejam utilizados para apropriação da produção aos campos e poços;

1.2.1.5 Medição operacional para controle de produção de petróleo e gás natural de um campo;

1.2.1.6 Medição operacional na entrada e saída das unidades de processamento de gás natural;

1.2.1.7 Medição operacional para controle da movimentação no transporte e estocagem de petróleo e gás natural;

1.2.1.8 Medição operacional nas importações e exportações de petróleo e gás natural.

1.2.2 Este Regulamento não se aplica:

1.2.2.1 Aos sistemas de medição que, formando parte de instalações de produção, armazenamento e transporte, tenham finalidades diversas daquelas descritas no subitem 1.2.1;

1.2.2.2 Aos sistemas de medição do refino de petróleo e medições de derivados líquidos de petróleo e gás natural;

1.2.2.3 Aos sistemas de distribuição de gás canalizado;

1.2.2.4 Aos sistemas de gás natural veicular.

1.3 Normas e Regulamentos

As normas e regulamentos a serem atendidos estão mencionados nos itens pertinentes deste Regulamento.

1.3.1 Os requisitos de portarias, regulamentos técnicos federais, normas ABNT, recomendações da OIML, normas ISO e normas pertinentes de outras instituições devem ser atendidos, nesta ordem de prioridade.

1.3.2 Para fins da determinação prevista neste Regulamento, os instrumentos e os métodos de medição são aqueles regulamentados pelas Portarias mencionadas no corpo deste Regulamento, não obstante a incorporação de outros instrumentos e métodos que venham a ter seu ato normativo posteriormente efetivado.

2. Siglas Utilizadas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
OIML	Organização Internacional de Metrologia Legal
ISO	*International Organization for Standardization*
API	*American Petroleum Institute*
AGA	*American Gas Association*
ASTM	*American Society for Testing and Materials*
CNP	Conselho Nacional do Petróleo
INPM	Instituto Nacional de Pesos e Medidas

3. Definições

Para efeito deste Regulamento são consideradas as seguintes definições, além daquelas constantes da Lei n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997, e do Contrato de Concessão para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural:

3.1	**Medição fiscal**	Medição do volume de produção fiscalizada efetuada num ponto de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto n.º 2.705, de 03/08/1998.
3.2	**Medição fiscal compartilhada**	Medição fiscal dos volumes de produção de dois ou mais campos, que se misturam antes do ponto de medição.
3.3	**Medição operacional**	Medição para controle da produção que inclui medições de petróleo e gás natural para consumo como combustível ou para qualquer outra utilização dentro do campo; do gás utilizado para elevação artificial, injeção, estocagem, ventilado ou queimado em tocha; da água produzida, injetada, captada ou descartada; do petróleo transferido; do gás natural para processamento; do petróleo e gás natural transportado, estocado, movimentado com transferência de custódia, importado ou exportado.
3.4	**Medição para apropriação**	Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada campo em um conjunto de campos com medição compartilhada ou a cada poço em um mesmo campo.
3.5	**Relatório de medição**	Documento informando os valores medidos, os fatores de correção e o volume apurado num período de medição.
3.6	**Medidor fiscal**	Medidor utilizado para a medição fiscal do volume de produção de um ou mais campos.
3.7	**Tabela volumétrica**	Tabela indicando o volume contido em um tanque para cada nível de enchimento.
3.8	**Fator de calibração do medidor**	Quociente entre o volume bruto medido, utilizando um sistema de calibração, e o volume registrado por um medidor de fluidos durante um teste de calibração do medidor.
3.9	**Volume registrado**	Variação no registro do totalizador de um medidor de fluidos, entre o início e o fim de uma medição.
3.10	**Volume efetivo**	Produto do volume registrado pelo fator de calibração do medidor.
3.11	**Volume efetivo em condições de referência**	Volume efetivo corrigido para as condições de referência de pressão e temperatura.
3.12	**Volume líquido**	Volume de petróleo em condições de referência, uma vez descontado o volume de água e sedimentos.
3.13	**Vazão de teste de poço**	Volume total de produção de um poço, durante um teste, dividido pelo tempo, em horas, de duração do mesmo.
3.14	**Potencial de produção do poço**	Volume de produção de um poço durante 24 horas, à vazão de teste.
3.15	**Potencial de produção corrigido do poço**	Volume de produção de um poço à vazão de teste, durante o tempo de produção efetivo do poço.
3.16	**Potencial de produção corrigido do campo**	Somatório dos potenciais de produção corrigidos dos poços do campo.
3.17	**Razão gás - petróleo (RGO)**	Volume de gás produzido por volume de petróleo produzido, ambos medidos nas condições de referência.

3.18	**Vazão usual de operação**	Vazão de operação média, avaliada no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste de poço até a data de avaliação. No cálculo da vazão média não devem ser considerados os períodos em que não houve fluxo.
3.19	**Condições usuais de operação**	Condições de temperatura, pressão e propriedades (densidade e viscosidade) médias do fluido medido, avaliadas no período desde a última calibração do sistema de medição ou o último teste do poço até a data de avaliação.
3.20	**Falha**	Acontecimento no qual o desempenho do sistema de medição não atende aos requisitos deste Regulamento ou das normas aplicáveis.
3.21	**Falha presumida**	Situação na qual existem indícios de falha do tipo: a) regulagens e ajustes não autorizados; b) variação dos volumes medidos que não corresponda a variações nas condições de operação das instalações de petróleo e gás natural.
3.22	**Medidor padrão**	Medidor utilizado como padrão de comparação na calibração de outros medidores.
3.23	**Medidor de fluidos**	Instrumento destinado a medir continuamente, computar e indicar o volume do fluido que passa pelo transdutor de medição, sob as condições de medição.
3.24	**Provador em linha**	Recipiente aberto ou fechado, de volume conhecido, utilizado como padrão volumétrico para calibração de medidores de petróleo.
3.25	**Teste de longa duração**	Testes de poços, realizados durante a fase de Exploração, com a finalidade exclusiva de obtenção de dados e informações para conhecimento dos reservatórios, com tempo de fluxo total superior a 72 horas.

3.26 Para os termos técnicos, relativos às medições em geral, são aplicáveis as definições da Portaria INMETRO n.º 29/95 – Vocabulário de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia e da Portaria INMETRO nº 102/88 - Vocabulário de Metrologia Legal.

4. Unidades de Medida

4.1 A unidade de volume na medição de petróleo é o metro cúbico (m^3), nas condições de referência de 20°C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

4.2 A unidade de volume na medição de gás natural é o metro cúbico (m^3), nas condições de referência de 20°C de temperatura e 0,101325 MPa de pressão.

5. Critérios Gerais para Medição

5.1 Os equipamentos e sistemas de medição devem ser projetados, instalados, operados, testados e mantidos em condições adequadas de funcionamento para medir, de forma acurada e completa, as produções de petróleo e gás natural para fins fiscais e os volumes para controle operacional da produção, transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural.

5.2 Os pontos de medição para fins fiscais devem ser aprovados pela ANP, e os sistemas de medição para fins fiscais devem ser aprovados pelo INMETRO, com sua utilização autorizada pela ANP antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração.

5.3 Os pontos de medição fiscal da produção de petróleo devem localizar-se imediatamente após as instalações de separação, tratamento e tancagem da produção, e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento, estocagem em estações de armazenamento, transporte ou terminais marítimos.

5.4 O ponto de medição fiscal da produção de gás natural deve localizar-se imediatamente após as instalações de separação e condicionamento e antes de quaisquer instalações de transferência, processamento ou transporte .

5.5 As seguintes informações devem ser apresentadas para aprovação da ANP:

a) Diagrama esquemático das instalações, indicando as principais correntes de petróleo, gás e água, a localização dos pontos de medição fiscal, os pontos de medição para controle operacional da produção, do gás para processamento, do transporte, estocagem , importação e exportação de petróleo e gás natural;

b) Fluxograma de engenharia dos sistemas de medição, mostrando todas as tubulações, medidores e acessórios instalados;

c) Especificações e folhas de dados dos instrumentos de medição, amostradores e acessórios;

d) Memorial descritivo dos sistemas de medição, incluindo uma descrição dos equipamentos, instrumentos e sistemas de calibração a serem empregados;

e) Memorial descritivo da operação dos sistemas de medição, contendo uma descrição dos procedimentos de medição, amostragem, análise e determinação de propriedades e cálculo dos volumes de produção.

5.6 Os sistemas de medição fiscal da produção devem ser inspecionados pela ANP, para verificar a sua correta instalação e funcionamento, antes do início da produção de um campo ou de um teste de longa duração. Inspeções de outros sistemas podem ser executadas a critério da ANP.

5.7 O petróleo medido nos pontos de medição, excetuando-se as medições para apropriação, deve ser estabilizado e não conter mais de 1% de água e sedimentos.

5.7.1 A medição de petróleo em outras condições pode ser aprovada pela ANP, devendo ser previamente apresentados e justificados os critérios, parâmetros e fatores de correção para determinar o volume líquido de petróleo.

5.7.2 O sistema de medição deve incorporar detectores e/ou procedimentos operacionais para prevenir a transferência através do ponto de medição de petróleo que não obedeça às especificações do subitem 5.7 ou às especificações alternativas aprovadas pela ANP conforme subitem 5.7.1.

5.8 Os instrumentos de medição, as medidas materializadas e os sistemas de medição utilizados devem ser submetidos ao controle metrológico do INMETRO, quando houver, ou comprovar rastreabilidade aos padrões do INMETRO.

5.9 Todas as calibrações e inspeções requeridas neste Regulamento são executadas por conta e risco do concessionário ou do autorizatário de outras instalações de petróleo e gás natural e devem ser realizadas por pessoas ou entidades qualificadas.

6. Medição de Petróleo

6.1 Medição de Petróleo em Tanques.

6.1.1 Nas medições fiscais em tanques, o ponto de medição da produção está localizado, por convenção, imediatamente à jusante dos tanques de medição.

6.1.2 Os tanques utilizados para medição fiscal de petróleo devem atender aos seguintes requisitos:

6.1.2.1 Serem arqueados conforme subitem 6.2 deste Regulamento;

6.1.2.2Serem providos de bocas de medição e de amostragem do conteúdo;

6.1.2.3 Serem providos de mesa de medição no fundo e de marca de referência próxima à boca de medição;

6.1.2.4 As linhas de enchimento devem ser projetadas para minimizar queda livre de líquido e respingos.

6.1.3 As medições de nível de líquido devem ser feitas com trena manual ou com sistemas automáticos de medição de nível.

6.1.4 As medições de nível de líquido nos tanques devem obedecer aos requisitos dos seguintes documentos e regulamentos:

6.1.4.1 Medições manuais com trena:

Portaria INPM n.º 33/67 -- Norma para Medição da Altura de Produtos de Petróleo Armazenados em Tanques.

Portaria INMETRO n.º 145/99 – Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, estabelecendo as condições a que devem atender as medidas materializadas de comprimento, de uso geral.

ISO/DIS 4512 *Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Equipment for Measurement of Liquid Levels in Storage Tanks – Manual Methods*.

6.1.4.2 Medições com sistema automático:

- OIML R71 – *Fixed Storage Tanks. General Requirements*.
- OIML R85 – *Automatic Level Gauges for Measuring the Level of Liquid in Fixed Storage Tanks.*
- ISO 4266 *Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks - Automatic Methods*.
- ISO/DIS 4266-1 *Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods -- Part 1: Measurement of Level in Atmospheric Tanks.*

6.1.5 Para determinação do volume medido devem ser considerados as seguintes correções e os respectivos fatores:

a) Tabela volumétrica do tanque;

b) Dilatação térmica entre a temperatura de medição e a condição de referência de 20 °C. A medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica devem atender aos requisitos das normas:

- Portaria do INPM n.º 9/67 -- Norma de Termômetros para Petróleo e Seus Derivados Quando em Estado Líquido, Bem Como para os Respectivos Suportes.
- Portaria do INPM n.º 15/67 -- Norma para Determinação de Temperatura do Petróleo e Seus Derivados Líquidos.
- CNP - Resolução n.º 06/70 – Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados

- ISO 4266 *Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks -- Automatic Methods*
- ISO/DIS 4266-4 *Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 4: Measurement of Temperature in Atmospheric Tanks*
- ISO/DIS 4268 *Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Temperature Measurements -- Manual Methods*

c) Conteúdo de água e sedimentos, determinado conforme subitem 6.5 deste Regulamento.

6.1.6 Todas as linhas conectando os tanques de medição às suas entradas e saídas, bem como a outros tanques e a drenos, devem ser providas de válvulas que possam ser seladas na posição fechada e instaladas o mais próximo possível do tanque. As válvulas devem ser testadas periodicamente para verificar a sua estanqueidade.

6.1.7 Os tanques devem ser operados em ciclos de enchimento e medição:

6.1.7.1 Durante o ciclo de enchimento, as válvulas de saída de petróleo do tanque para o ponto de medição devem estar fechadas e, no caso de medições fiscais, devem estar seladas.

6.1.7.2 Após o término do ciclo de enchimento, deve-se deixar o conteúdo do tanque repousar para liberação de vapores retidos no líquido ou gerados durante o enchimento e para eventual decantação de água.

6.1.7.3 Antes do início do ciclo de medição, devem ser fechadas todas as válvulas que conectam o tanque às entradas para enchimento, a outros tanques ou às saídas para pontos diferentes do ponto de medição. No caso de medições fiscais, as válvulas devem ser seladas na posição fechada.

6.1.7.4 Deve ser feita a amostragem conforme o subitem 6.5 e determinada a temperatura média conforme as normas aplicáveis.

6.1.7.5 O nível inicial deve ser medido conforme normas aplicáveis, sendo então aberta(s) a(s) válvula(s) de saída de petróleo para o ponto de medição.

6.1.7.6 Após o término da transferência do petróleo, são fechadas as válvulas de saída para o ponto de medição e medido o nível residual no tanque. Nas medições fiscais as válvulas devem ser seladas.

6.1.8 O cálculo dos volumes líquidos deve seguir as recomendações do seguinte documento:

API - MPMS

- *Chapter 12.1, Calculation of Static Petroleum Quantities, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels*
- *Chapter 12.1.1, Errata to Chapter 12.1--Calculation--Static Measurement, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels, First Edition Errata published*

6.1.9 Devem ser elaborados relatórios de medição, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento, contendo todos os valores medidos e todos os cálculos para a determinação do volume de petróleo produzido, recebido ou transferido, através do ponto de medição.

6.2 Procedimentos para Arqueação de Tanques de Medição e Calibração de Sistemas de Medição de Nível

6.2.1 Os tanques devem ser arqueados, atendendo às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento, para a elaboração da tabela volumétrica. A tabela volumétrica deve ser apresentada à ANP antes da aprovação do tanque para fins de medição. Os tanques devem ser calibrados conforme as seguintes normas:

- *ISO/DIS 4269-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Tank Calibration by Liquid Measurement -- Part 1: Incremental Method Using Volumetric Meters*
- *ISO 7507-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 1: Strapping Method*
- *ISO 7507-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 2: Optical-Reference-Line Method*
- *ISO 7507-3 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 3: Optical-Triangulation Method*
- *ISO 7507-4 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 4: Internal Electro-Optical Distance-Ranging Method*
- *ISO/DIS 7507-5 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 5: External Electro-Optical Distance-Ranging Methods*
- *ISO/TR 7507-6 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 6: Recommendations for Monitoring, Checking and Verification of Tank Calibration and Capacity Table OIML R 71- Fixed Storage Tanks. General Requirements*

6.2.2 Os tanques utilizados para medição de petróleo devem ser inspecionados por conta e risco do concessionário ou do autorizatário da instalação de petróleo ou gás natural, externa e internamente, uma vez a cada três anos, para determinar a existência de danos, incrustações e depósitos de material que possam afetar a calibração.

6.2.3 Os tanques utilizados para medição fiscal devem ser arqueados pelo menos a cada 10 anos ou imediatamente após a ocorrência de modificações capazes de afetar a calibração, devendo ficar fora de operação a partir desta ocorrência, até que seja efetuada a nova calibração.

6.2.4 As trenas utilizadas para medição devem ser verificadas, anualmente, pelo INMETRO.

6.2.5 Os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas verificadas pelo INMETRO, em três níveis a saber: próximos do nível máximo, médio e mínimo. A diferença entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automático devem ser menores que 6 mm.

6.3 Medição de Petróleo em Linha

6.3.1 Os sistemas de medição em linha devem ser constituídos, pelo menos, dos seguintes equipamentos:

a) Medidores de fluidos do tipo deslocamento positivo ou do tipo turbina, ou medidores mássicos tipo coriolis, com indicação de volume. Outros tipos de medidores podem ser utilizados, desde que sua utilização seja previamente autorizada pela ANP. Os medidores devem ser providos com totalizador sem dispositivo de retorno a zero ou, no caso de dispositivos eletrônicos, cujo retorno a zero não seja possível sem operar ajustes protegidos por meio de selos ou de outras proteções contra acesso não autorizado;

b) Um sistema de calibração fixo ou móvel, conforme previsto no subitem 6.4 deste Regulamento, apropriado para a calibração dos medidores de fluidos e aprovado pela ANP;

c) Um sistema de amostragem proporcional à vazão, controlado por um sinal de saída do medidor de fluidos e atendendo aos requisitos do subitem 6.5 deste Regulamento;

d) Um instrumento ou sistema de medição de temperatura ou de compensação automática de temperatura;

e) Um instrumento ou sistema de medição de pressão ou de compensação automática da pressão.

6.3.2 Os sistemas de medição em linha devem ser projetados para:

a) Serem compatíveis com os sistemas de transferência aos quais estiverem conectados;

b) Impedir refluxo através dos medidores;

c) Proteger os medidores contra transientes de pressão;

d) Proteger os medidores contra pressões de choque, maiores que as pressões de projeto dos mesmos;

e) Não permitir a passagem de gases ou vapores pelos medidores;

f) Não possuir contorno dos medidores.

6.3.3 Os sistemas de medição fiscal de petróleo devem ser projetados, instalados e calibrados para operar dentro da classe de exatidão 0.3 conforme OIML R117. Na operação dos sistemas de medição em linha deve ser assegurado que:

a) Os medidores sejam operados dentro dos limites especificados pelo fabricante;

b) As vazões e outras condições de operação estejam entre as máximas e as mínimas para assegurar que os erros máximos admissíveis não sejam excedidos;

c) Os medidores fiscais sejam submetidos a calibração toda vez que houver mudanças nas condições de operação capazes de causar erros maiores que os máximos permissíveis.

6.3.4 A instalação e operação de sistemas de medição de petróleo em linha devem atender as orientações dos documentos abaixo relacionados e outros reconhecidos internacionalmente, desde que aprovados pela ANP:

- Portaria INMETRO n.º 113/97 (medidores mássicos)
- OIML R117
- *ISO 2714 Liquid hydrocarbons -- Volumetric Measurement by Displacement Meter Systems Other Than Dispensing Pumps*
- *ISO 2715 Liquid Hydrocarbons -- Volumetric Measurement by Turbine Meter Systems*
- *API - MPMS*

  Chapter 5, Metering

  Chapter 5.1, General Consideration for Measurement by Meters.

  Chapter 5.4, Accessory Equipment for Liquid Meters.

  Chapter 5.5, Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed - Data Transmission Systems.

6.3.5 As medições devem ser corrigidas pelos seguintes fatores:

a) Dilatação térmica entre a temperatura de referência e a temperatura de medição conforme as seguintes normas:

- CNP - Resolução n.º 06-70 – Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados
- *API – MPMS: Chapter 7.2, Temperature-Dynamic Temperature Determination.*

b) Compressibilidade do líquido entre a pressão de referência e a pressão de medição conforme a seguinte norma:

- API – MPMS: *Chapter 11.2.1M, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638-1074 Kilograms per Cubic Meter Range.*

c) Conteúdo de sedimentos e água no petróleo, determinado conforme o subitem 6.5 deste Regulamento.

6.3.6 O cálculo dos volumes dos líquidos medidos deve estar de acordo com a seguinte norma: *ISO 4267-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calculation of Oil Quantities -- Part 2: Dynamic Measurement*

6.3.7 Devem ser elaborados relatórios de medição contendo todos os valores medidos, todos os parâmetros e fatores utilizados e todos os cálculos efetuados para determinação do volume líquido corrigido de petróleo, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento.

6.4 Calibração de Medidores em Linha

6.4.1 Os medidores fiscais da produção de petróleo em linha devem ser calibrados com um intervalo de no máximo 60 dias entre calibrações sucessivas. Intervalos maiores podem ser

aprovados pela ANP com base no registro histórico das calibrações. Outros medidores devem ser submetidos a verificação e calibração conforme subitens 8.2.1 e 9.3 deste Regulamento.

6.4.2 Para instalações e operação de sistemas de calibração de medidores de petróleo em linha podem ser utilizados provadores, tanques de prova, medidores padrão ou outros sistemas previamente autorizados pela ANP, desde que atendam aos documentos abaixo relacionados ou outros reconhecidos internacionalmente, e aprovados pela ANP:

- *ISO 7278-1 Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 1: General Principles*
- *ISO 7278-2 Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 2: Pipe Provers*
- *ISO 7278-3 Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 3: Pulse Interpolation Techniques*
- *ISO/DIS 7278-4 Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers*
- API - MPMS

  Chapter 4, Proving Systems

  Chapter 4.1, Introduction, Second Edition.

  Chapter 4.3, Small Volume Provers

  Chapter 4.4, Tank Provers

  Chapter 4.5, Master-Meter Provers.

  Chapter 4.7, Field-Standard Test Measures.

6.4.3 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados na calibração dos calibradores de deslocamento mecânico, dos tanques de calibração, dos medidores padrões, e de outro sistema de calibração utilizado, devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.

6.4.4 Os medidores padrão, utilizados para a calibração dos medidores de petróleo em operação, devem ser calibrados com tanques de calibração ou provadores em linha de deslocamento mecânico, para se obter um fator de calibração do medidor-padrão, antes de utilizá-lo para calibrar os medidores em operação.

6.4.5 O medidor-padrão deve ser calibrado com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação e com uma vazão igual à vazão usual do medidor em operação, com uma tolerância de ±10%, para que o fator de calibração não apresente variação superior a 0,05% entre as condições de calibração do medidor padrão e as condições de calibração do medidor em operação. No caso em que um medidor padrão seja utilizado para calibração de diversos medidores em operação, com diferentes condições e diferentes vazões usuais de operação, devem ser feitas tantas calibrações do medidor padrão quantas forem necessárias para atender aos requisitos deste item para todos os medidores em operação.

6.4.6 O medidor padrão deve ser calibrado mensalmente, com intervalo de tempo entre calibrações sucessivas menores do que 60 dias. Calibrações menos freqüentes podem ser autorizadas pela ANP, em função do tempo de operação do medidor padrão e dos resultados históricos das calibrações.

6.4.7 A calibração do medidor padrão deve ser realizada efetuando-se e registrando-se testes, de forma que as maiores diferenças obtidas nos testes, para os fatores do medidor, sejam menores do que 0,02%, a saber:

a) resultados de dois testes consecutivos, se for utilizado um tanque de calibração;

b) resultados de cinco, de seis testes sucessivos, se for utilizado um provador de deslocamento mecânico.

6.4.8 Na calibração de um medidor em operação com um medidor padrão, este pode ser instalado a montante ou a jusante do medidor em operação, porém, sempre a montante de qualquer válvula reguladora de contrapressão ou válvula de retenção, associadas com o medidor em operação e à jusante de filtros e eliminadores de gás.

6.4.9 Os provadores em linha, de deslocamento mecânico, e os tanques de calibração devem ser calibrados, pelo menos uma vez a cada 5 anos, utilizando-se os procedimentos estabelecidos nas

normas pertinentes e padrões rastreáveis ao INMETRO. Cópias dos relatórios de calibração, elaborados conforme o subitem 10.2 deste Regulamento, devem ser arquivadas para apresentação à ANP, quando for solicitado.

6.4.10 A calibração dos medidores fiscais em operação deve ser feita utilizando-se o fluido medido, nas condições usuais de medição, com desvios inferiores a 2% na massa específica e viscosidade, 5°C na temperatura e 10% na pressão e com a vazão usual de operação, com desvio inferior a 10%.

6.4.11 Para o cálculo do fator de calibração, do medidor em operação, devem ser consideradas as seguintes correções do volume medido, quando pertinente:

a) Variação do volume do calibrador pela ação da pressão do fluido sobre as paredes do mesmo;

b) Dilatação térmica do líquido de teste;

c) Variação do volume do calibrador de deslocamento mecânico ou do tanque de calibração com a temperatura;

d) Variação do volume do líquido de teste com a pressão.

6.4.12 A calibração de um medidor em operação com um tanque de calibração consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar dois testes sucessivos com uma diferença menor que 0,05% do volume do tanque de calibração. O fator de calibração deve ser calculado com base na média aritmética dos dois testes.

6.4.13 A calibração de um medidor em operação com um medidor padrão consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar três testes sucessivos, nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração, calculados, seja menor que 0,05% . O fator de calibração deve ser calculado com base na média aritmética dos três testes.

6.4.14 A calibração de um medidor em operação com um provador em linha consiste na realização e registro de resultados de testes até registrar cinco de seis testes sucessivos nos quais a diferença máxima entre os fatores de calibração, calculados, seja menor que 0,05%. O fator de calibração é calculado com base na média aritmética dos cinco testes.

6.4.15 Deve ser considerada uma falha presumida do medidor fiscal quando a variação do fator de calibração, em relação ao da calibração imediatamente anterior, for maior que 0,25% ou quando não for possível obter resultados para determinação do fator de calibração, conforme os subitens 6.4.12, 6.4.13 e 6.4.14 deste Regulamento.

6.5 Amostragem e Análise de Propriedades do Petróleo

6.5.1 Nas medições de petróleo, devem ser coletadas amostras, para análises qualitativas e quantitativas, para determinação do teor de água e sedimentos, da massa específica, para cada medição ou período de medição, a serem usadas na correção dos volumes medidos e outros usos. Analisadores em linha podem ser utilizados para medir em forma contínua ou mais freqüente as propriedades do petróleo. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, com base nas análises de laboratório das amostras recolhidas.

6.5.2 Nas medições fiscais da produção de petróleo devem ser coletadas amostras, pelo menos uma vez por mês, para determinação do teor de enxofre, metais pesados, pontos de corte, para atendimento da Portaria n.º 155 da ANP, de 21/10/1998.

6.5.3 A coleta de amostras deve atender às orientações dos seguintes documentos: Portaria do INPM n.º 12/67 -- Norma de Amostragem de Petróleo e Seus Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos.

- ABNT
  05800NB00418 75 Amostragem de Petróleo e Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos
  0500NB00174 72 Norma Para Amostragem de Petróleo e Produtos Derivados
- *API - MPMS*
  Chapter 8, Sampling
  Chapter 8.2, Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D4177)

Chapter 8.3, Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ASTM D5854)

6.5.4 Os sistemas de amostragem em linha devem cumprir os seguintes requisitos:

a) O ponto de amostragem deve estar localizado imediatamente a montante ou a jusante do medidor;

b) O ponto de amostragem escolhido deve permitir que a amostra seja perfeitamente representativa do produto. Caso se comprove ser necessário, deve ser incluído um sistema de mistura para garantir a representatividade das amostras;

c) O recipiente de coleta de amostras deve ser estanque e provido de um sistema de homogeneização das amostras.

6.5.5 As amostras obtidas pelos procedimentos de amostragem devem ser misturadas e homogeneizadas antes de se proceder às medições de propriedades e análises

6.5.6 Devem ser feitas as seguintes determinações e análises:

6.5.6.1 Determinação da massa específica do petróleo deve seguir as orientações dos seguintes documentos:

- ABNT

14065	98	Destilados de Petróleo e Óleos Viscosos – Determinação da Massa Específica e da Massa Específica Relativa Pelo Densímetro Digital.
07148	MB00104 92	Petróleo e Derivados – Determinação da Massa Específica – Método do Densímetro.

- *API – MPMS*

  Chapter 9, Density Determination

  Chapter 9.1, Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products (ANSI/ASTM D 1298) (IP 160) Chapter 9.3, Thermohydrometer Test Method for Density and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products.

6.5.6.2 Determinação da fração volumétrica de água e sedimento, conforme um dos métodos dos seguintes documentos:

- ABNT

MB00038	72	Determinação da Água e Sedimentos em Petróleos Brutos e Óleos Combustíveis - (Métodos de Centrifugação)
MB00294	66	Método de Ensaio Para a Determinação de Sedimentos em Petróleos e Óleos Combustíveis – Método por Extração
14236	98	Produtos de Petróleo e Materiais Betuminosos - Determinação do Teor de Água por Destilação

- *API MPMS*

  Chapter 10, Sediment and Water

  Chapter 10.7, Standard Test Method for Water in Crude Oil by Karl Fischer Titration (Potentiometric)(ANSI/ASTM D4377) (IP 356)

6.5.6.3 Determinação do Ponto de Ebulição Verdadeiro conforme um dos métodos dos seguintes documentos:

- *ASTM D2892-98b Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15 - Theoretical Plate Column)*
- *ASTM D5236-95 Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method)*

6.5.6.4 Determinação do teor de enxofre conforme um dos métodos dos seguintes documentos:

- *ASTM D129-95 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method)*
- *ASTM D1266-98 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method)*

6.5.6.5 Determinação de metais pesados conforme um dos métodos dos seguintes documentos:

- *ASTM D5708-95a Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, and Iron in Crude Oils and Residual Fuels by Inductively Coupled Plasma (ICP) Atomic Emission Spectrometry*
- *ASTM D5863-95 Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, Iron, and Sodium in Crude Oils and Residual Fuels by Flame Atomic Absorption Spectrometry*

7. Medição de Gás Natural

7.1 Medição de Gás Natural em Linha

7.1.1 As medições de gás natural nos pontos de medição da produção devem utilizar placas de orifício, turbinas ou medidores tipo ultra-sônico. Outros tipos de medidores podem ser utilizados se previamente autorizados pela ANP.

7.1.2 As medições de gás recebido num campo para elevação artificial ou injeção devem ser consideradas como medições fiscais.

7.1.3 Os sistemas de medição de gás devem ser instalados conforme documentos de referência e especificações dos fabricantes dos instrumentos de medição.

7.1.4 Não podem ser instalados contornos nos sistemas de medição de gás. Sistemas com troca de placas de orifício em fluxo sob pressão não são considerados contornos.

7.1.5 Os sistemas de medição de gás devem ser operados com as vazões, entre a máxima e mínima, especificadas pelo fabricante.

7.1.6 Os instrumentos de medição de vazão, pressão diferencial e pressão e temperatura de fluxo devem ser selecionados e operados para que o valor medido esteja na faixa de medição e sua exatidão seja compatível com aquela necessária para se obter a incerteza especificada neste Regulamento. Quando esses requisitos não puderem ser atendidos com um único instrumento, devem ser instalados dois ou mais instrumentos cobrindo a faixa de medição requerida.

7.1.7 Nas medições de gás natural com placas de orifício devem ser atendidos os requisitos dos seguintes documentos:

- NBR ISO 5167-1 Medição de Vazão de Fluidos por Meio de Instrumentos de Pressão -- Parte 1: Placas de Orifício, Bocais e Tubos de Venturi Instalados em Seção Transversal Circular de Condutos Forçados.
- *ISO/TR 5168 Measurement of Fluid Flow -- Evaluation of Uncertainties*
- *ISO/TR 9464 Guidelines for The Use of ISO 5167-1:1991*
- *API – MPMS*

  Chapter 14.2, Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases (A.G.A. Report nº 8)

  Chapter 14.3, Part 1, Concentric, Square-Edged Orifice Meters (A.G.A. Report n.º 3) (GPA 8185-90)

  Chapter 14.3, Part 2, Specification and Installation Requirements, Reaffirmed May 1996 (ANSI/API 2530)

  Chapter 14.3, Part 3, Natural Gas Applications.

7.1.8 Nas medições de gás com turbinas devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento:

AGA Measurement of Gas by Turbine Meters, A.G.A. Report n.º. 7 .

7.1.9 Nas medições de gás com medidores ultra-sônicos devem ser atendidos os requisitos do seguinte documento:

AGA Report n.º 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters

7.1.10 Os sistemas de medição fiscal de gás devem ser projetados, calibrados e operados de forma que a incerteza de medição seja inferior a 1,5%. Os demais sistemas de medição devem ter uma incerteza de medição inferior a 3%.

7.1.11 Os sistemas de medição fiscal de gás natural devem incluir dispositivos para compensação automática das variações de pressão estática e de temperatura. A compensação deve

incluir as variações do coeficiente de compressibilidade do gás decorrentes das variações de pressão e temperatura.

7.1.12 As variações na composição do gás, registradas durante as análises periódicas, conforme o subitem 7.3 deste Regulamento, devem ser compensadas imediatamente após cada nova análise, para as medições subseqüentes.

7.1.13 Os sistemas de medição fiscal de produção de gás natural, cuja vazão máxima seja inferior a 5.000 m^3 por dia, podem prescindir dos dispositivos de correção automática de pressão e temperatura, devendo ser registradas a pressão e a temperatura utilizadas no cálculo da vazão junto com a temperatura média do gás no período, determinada por no mínimo três leituras diárias. A incerteza de medição nestes sistemas deve ser inferior a 3%.

7.2 Calibração e Inspeção de Medidores de Gás Natural

7.2.1 Os medidores de gás devem ser calibrados segundo os critérios da norma NBR ISO 10012-1, com intervalo inicial entre calibrações sucessivas não superior a 60 dias para medidores fiscais e não superior a 90 dias para outros medidores.

7.2.2 Os padrões de referência, os padrões de trabalho e os equipamentos utilizados para a calibração dos instrumentos de medição e sistemas de medição devem atender às prescrições estabelecidas no subitem 5.8 deste Regulamento.

7.2.3 Os medidores de gás do tipo turbina e medidores do tipo ultra-sônico devem ser calibrados com uma vazão igual à vazão usual de operação, com uma exatidão de medição de ±10%. Devem ser calibrados os instrumentos de pressão e temperatura utilizados para compensação de pressão e temperatura, devendo a exatidão das medições estar dentro dos limites para se obter uma incerteza, no resultado da medição, menor que a especificada neste Regulamento.

7.2.4 Nas medições com placas de orifício, devem ser calibrados os instrumentos de pressão diferencial, pressão e temperatura de fluxo, devendo a exatidão das medições de pressão diferencial, pressão e temperatura estar dentro dos limites para se obter uma incerteza, no resultado da medição, inferior à especificada neste Regulamento. Se as exatidões de medição estiverem fora dos limites, os instrumentos devem ser regulados ou ajustados.

7.2.5 As placas de orifício utilizadas na medição fiscal de gás natural devem ser inspecionadas anualmente para verificar se estão dentro das tolerâncias dimensionais, conforme normas aplicáveis. Os trechos de medição, das medições fiscais, devem ser inspecionados, interna e externamente, a cada três anos, para determinação das dimensões dos tubos e da rugosidade interna dos mesmos, que devem estar dentro dos limites estabelecidos pelas normas aplicáveis.

7.3 Amostragem e Análise de Gás Natural

7.3.1 Nos pontos de medição fiscal da produção de gás natural, devem ser tomadas amostras para análise, pelo menos uma vez por mês. Podem ser utilizados analisadores em linha para medição das propriedades e composições com maior freqüência. Os analisadores devem ser calibrados periodicamente, pela análise de laboratório das amostras coletadas. A amostragem de gás natural deve atender aos requisitos dos seguintes documentos:

API – MPMS, Chapter 14.1, Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.

7.3.2 As amostras de gás devem ser analisadas qualitativa e quantitativamente para se obter a composição do gás, a massa específica, o poder calorífico, os teores de gases inertes e contaminantes, para o atendimento da Portaria ANP n.º 41, de 15/04/1998, para correções nas medições dos volumes e para outros usos. Devem ser utilizados os métodos descritos nos seguintes documentos:

- *ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography*
- *ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels*
- *ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers*
- *ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence*

- *ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5*
- *ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C8 - Gas Chromatography Method*

8. Apropriação da Produção de Petróleo e Gás Natural

8.1 Medições Compartilhadas

8.1.1 Os sistemas de medição compartilhada das produções de dois ou mais campos devem ser autorizados pela ANP, antes do início da produção. A documentação para autorização deve incluir uma descrição detalhada dos métodos de apropriação da produção a cada campo e dos sistemas de medição para apropriação utilizados.

8.1.2 Nos sistemas de medição compartilhada, a produção de cada campo deve ser determinada por apropriação, com base na produção medida em medidores de apropriação ou estimada com base nos testes dos poços de cada campo e no tempo de produção de cada poço no mês.

8.2 Medições para Apropriação

8.2.1 As medições para apropriação da produção de petróleo devem cumprir os requisitos para as medições fiscais, com as seguintes exceções:

8.2.1.1 O petróleo pode ser não estabilizado e conter mais de 1% em volume de água e sedimentos.

8.2.1.2 Nas medições em tanques, os sistemas automáticos de medição de nível devem ser calibrados semestralmente por trenas verificadas pelo INMETRO, em três níveis, a saber: próximos do nível máximo, médio e mínimo. As discrepâncias entre a medição com trena e a medição com o sistema de medição automática devem ser menores que 12 mm.

8.2.1.3 Nas medições em tanque de volumes de produção de petróleo menores que 50 m^3/dia, com tanques de capacidade menor que 100 m^3, a arqueação do tanque pode ser efetuada por procedimento simplificado, baseado nas dimensões principais do mesmo. Nestas medições é permitida a utilização de medição de nível por régua externa ao tanque, com precisão de $\pm$ 20 mm, incluídos os erros de leitura devidos à posição do observador

8.2.1.4 Os medidores em linha devem ser projetados, operados e calibrados para se obter uma classe de exatidão 1.0, conforme OIML R 117. Os medidores devem ser calibrados com intervalos não superiores a 90 dias. A ANP pode autorizar intervalos maiores entre calibrações sucessivas, com base no registro histórico das calibrações.

8.2.1.5 Na calibração dos medidores em linha, conforme subitens 6.4.12, 6.4.13 e 6.4.14, a diferença entre os valores do fator do medidor, nos diferentes testes, não deve ser superior a 0,4%.

8.2.2 Nas medições para apropriação da produção de petróleo não estabilizado, deve ser considerado o fator de encolhimento devido à liberação de vapores após a medição, quando da estabilização do petróleo. No caso em que esses vapores forem recuperados na unidade de tratamento, deve ser computada a produção de gás, estimada com base no volume de óleo e a RGO do petróleo nas condições de medição para apropriação.

8.2.3 Os fatores de encolhimento, a RGO e os fatores de correção para a produção de gás, quando utilizados na determinação de volumes de produção, devem ser determinados mensalmente com intervalos não superiores a 42 dias, conforme métodos das normas aplicáveis.

8.2.4 Quando houver água livre no petróleo, medido nas condições de tanque, o seu volume deve ser determinado por decantação e nas medições em linha, através de analisador de fração total de água ou da obtenção de amostras representativas.

8.2.5 As medições para apropriação da produção de gás devem atender aos requisitos das medições fiscais de gás, com as seguintes diferenças:

8.2.5.1 A incerteza de medição deve ser menor que 2%.

8.2.5.2 As análises de gás devem ser trimestrais.

8.2.5.3 Para sistemas de medição com vazão máxima inferior a 5.000 m^3 por dia, aplicam-se os critérios do subitem 7.1.13 deste Regulamento.

8.2.6 Nas medições para apropriação da produção de gás natural, devem ser considerados os fatores de correção devidos à separação de componentes e à condensação após a medição, quando do condicionamento do gás. Os fatores de correção devem ser calculados com base na medição direta dos volumes separados ou das composições das correntes e balanço de material das unidades de condicionamento. Os volumes de condensado devem ser apropriados como produção de petróleo.

8.2.7 As medições para apropriação devem atender aos requisitos do seguinte documento: *API – MPMS*

- *Chapter 20, Allocation Measurement of Oil and Natural Gas*
- *Chapter 20.1, Allocation Measurement*

8.3 Testes de Poços

8.3.1 Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados para apropriação da produção a um campo, cada poço em produção deve ser testado mensalmente, com um intervalo entre testes sucessivos não superior a 42 dias, ou sempre que houver mudanças nas condições de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

8.3.2 Nos casos em que os resultados dos testes de poços sejam utilizados somente para apropriação da produção aos poços, cada poço em produção deve ser testado com um intervalo entre testes sucessivos não superior a 90 dias, ou sempre que houver mudanças nas condições de operação ou quando forem detectadas variações na produção.

8.3.3 Os testes devem ser realizados utilizando-se separadores de testes ou tanques de teste. Outros métodos de teste devem ser previamente aprovados pela ANP.

8.3.4 As condições de teste devem ser iguais às condições usuais de operação. Quando isto não for possível, as vazões obtidas devem ser corrigidas para as condições usuais de operação.

8.3.5 Os testes devem ter uma duração de pelo menos quatro horas, precedidas de um tempo de produção nas condições de teste, não inferior a uma hora, para a estabilização das condições operacionais.

8.3.6 Nos testes devem ser medidos os volumes de petróleo, gás natural e água produzidos. A medição de gás pode ser estimada quando a ANP houver autorizado a ventilação ou a queima do gás natural produzido no campo, ou ainda tratar-se de um poço de gas lift intermitente. A medição da água pode ser estimada quando não houver produção de água livre ou quando assim for autorizado pela ANP. A produção de água deve ser determinada, neste caso, através da medição do conteúdo, medição de água e sedimentos no fluido produzido.

8.3.7 Os sistemas de medição utilizados para os testes de poços devem atender aos requisitos dos sistemas de medição para apropriação.

8.3.8 Devem ser elaborados relatórios de teste de poços, conforme o subitem 10.2 deste Regulamento

8.4 Apropriação da Produção aos Poços e Campos

8.4.1 A produção medida nos pontos de medição deve ser apropriada aos poços do campo, com base nos testes dos poços.

8.4.1.1 A produção apropriada a cada poço será igual ao volume total de produção do campo, multiplicado pelo potencial de produção corrigido do poço e dividido pelo potencial de produção corrigido do campo.

8.4.1.2 Este critério será utilizado para apropriação da produção de petróleo e de gás natural.

8.4.2 A apropriação da produção medida num ponto de medição compartilhado por dois ou mais campos, quando feita com base nos testes de poços, deve considerar o seguinte:

8.4.2.1 Calcular o potencial de produção corrigido de todos os campos cuja produção é medida no ponto de medição, que é igual à soma dos potenciais corrigidos da produção dos poços de todos os campos envolvidos.

8.4.2.2 Apropriar a produção a cada poço, que é igual ao potencial de produção corrigido do poço multiplicado pela produção total de todos os campos que compartilham o ponto de medição e dividido pela soma dos potenciais de produção corrigidos de todos os campos.

8.4.2.3 A produção apropriada a cada campo é igual à soma das produções apropriadas aos poços desse campo.

8.4.3 A produção deve ser apropriada mensalmente, com base no último teste de produção de cada poço. Deve ser verificado se os tempos de produção de todos os poços referem-se ao mesmo período de um mês gregoriano.

8.4.4 Quando são feitas medições para apropriação da produção, medida num ponto de medição compartilhado, a produção apropriada a cada campo é igual ao volume total de produção, multiplicado pelo volume medido na(s) respectiva(s) medição(ões) para apropriação e dividido pela soma dos volumes medidos em todas as medições para apropriação dos campos que compartilham o ponto de medição. A apropriação da produção aos poços deve ser feita para cada campo conforme subitem 8.4.1 deste Regulamento, utilizando o valor de produção apropriado para o campo como volume total da produção do campo.

9. Medições para Controle Operacional da Produção, Movimentação e Transporte, Importação e Exportação de Petróleo e Gás Natural

9.1 As principais variáveis de processo dos sistemas de produção, movimentação e transporte, estocagem, importação e exportação de petróleo e gás natural para processamento devem ser medidas e registradas de forma a permitir o acompanhamento operacional.

9.2 Os instrumentos e sistemas de medição utilizados nas medições para controle operacional devem ser adequados para as medições e compatíveis com as condições operacionais. As medições nos pontos de transferência de custódia de petróleo e gás natural devem atender, como mínimo, aos requisitos para medições fiscais, conforme este Regulamento..

9.3 Os instrumentos dos sistemas de medição para controle operacional devem ser, periodicamente, submetidos a verificação ou calibração, conforme um programa a ser apresentado à ANP .

9.4 Devem ser medidos os seguintes volumes:

9.4.1 Volumes de petróleo e gás natural utilizados como combustíveis ou qualquer outra utilização dentro do campo. A medição desses volumes por estimativa deve ser previamente aprovada pela ANP. Essas medições devem obedecer aos requisitos de medições para apropriação.

9.4.2 Volumes totais de gás utilizado para elevação artificial e destinado a injeção nos poços.

9.4.2.1 A apropriação de volumes de gás para elevação artificial ou injetados nos poços, utilizando instrumentos dedicados ou através de testes, deve ser feita de acordo com o procedimento usado para apropriação da produção, conforme subitem 8.4 deste Regulamento.

9.4.3 Volumes de gás ventilado ou queimado em tochas. A estimativa destes volumes por balanço ou outros procedimentos deve ser previamente autorizada pela ANP.

9.4.4 Volumes totais de água produzida, injetada nos poços e descartada.

9.4.4.1 A apropriação de volumes de água produzida e injetada em cada poço, através de instrumentos dedicados ou de testes periódicos, deve ser feita de acordo com o procedimento utilizado para apropriação da produção, conforme subitem 8.4 deste Regulamento.

9.4.5 Volumes de petróleo armazenado em estocagens intermediárias dos sistemas de produção.

9.4.6 Volumes de petróleo armazenado em terminais dos sistemas de transporte.

9.4.7 Volumes de petróleo e gás natural transportados.

9.4.8 Volumes de gás natural para processamento.

9.4.9 Volumes de gás natural armazenado em sistemas de armazenamento.

10. Procedimentos Operacionais

10.1 Procedimentos em Caso de Falha dos Sistemas de Medição

10.1.1 A falha real ou presumida de um sistema de medição pode ser detectada:

10.1.1.1 Durante a operação, se o sistema apresentar problemas operacionais ou fornecer resultados errôneos ou forem comprovadas regulagens ou ajustes não autorizados;

10.1.1.2 Durante a calibração, se o sistema apresentar erros ou variações na calibração acima dos limites ou se os instrumentos não puderem ser calibrados.

10.1.2 Quando for detectada uma falha num medidor, o mesmo deve ser retirado de operação para regulagem ou ajuste e calibração e substituído por outro calibrado. A produção, entre o momento da falha e a saída de operação, será estimada com base na produção média horária antes da falha. Quando a falha for detectada durante a calibração periódica, a produção afetada é considerada a produção desde a calibração precedente ou durante os 21 dias imediatamente anteriores à calibração.

10.1.3 A ANP deve ser notificada, por escrito, dentro de 48 horas, da ocorrência de uma falha no sistema de medição fiscal da produção, assim como de quaisquer outros incidentes operacionais que vierem a causar erro na medição ou quando houver interrupção total ou parcial da medição. A notificação deve incluir uma estimativa dos volumes afetados.

10.2 Relatórios de Medição, Teste, Calibração e Inspeção

10.2.1 Todas as medições, análises e cálculos efetuados para a determinação da produção fiscal de um campo devem ser registrados em relatórios de produção. Os relatórios de produção devem cobrir um carregamento ou um dia de produção, o que for menor. Quando for efetuada uma medição em tanque de produção de petróleo, correspondente a mais de um dia, o volume medido deve ser apropriado aos dias de produção, proporcionalmente ao tempo de produção em cada dia.

10.2.2 O modelo dos relatórios da medição fiscal e da medição para o controle operacional da produção deve ser apresentado para aprovação da ANP. No caso de relatórios elaborados por meios eletrônicos, estes devem conter todas as fórmulas de cálculo utilizadas.

10.2.3 Todas as medições, análises e cálculos efetuados para determinação das medições para controle operacional das demais atividades devem ser registrados em relatórios com este fim.

10.2.4 Os relatórios de medição fiscal e para apropriação devem incluir, pelo menos:

a) Nome do concessionário ou autorizatário;
b) Identificação do campo ou da instalação;
c) Data e hora de elaboração do relatório;
d) Período de produção ou da movimentação do fluido;
e) Identificação dos pontos de medição;
f) Valores registrados (totais, níveis, temperaturas, pressões);
g) Volumes brutos, brutos corrigidos e líquidos de produção ou movimentação;
h) Resultados das análises de laboratório;
i) Fatores de correção com os parâmetros e métodos empregados para sua determinação;
j) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

10.2.5 Devem ser elaborados relatórios dos testes de produção dos poços, imediatamente após a finalização dos testes. Os relatórios de testes de poços devem incluir, pelo menos:

a) Nome do concessionário;
b) Identificação do campo;
c) Data e hora de elaboração do relatório;
d) Identificação do poço;
e) Identificação dos equipamentos e sistemas de medição utilizados no teste;
f) Data e hora de alinhamento do poço para teste;
g) Data e hora de início do teste;
h) Data e hora de finalização do teste;

i) Valores medidos (volumes, pressões, temperaturas, níveis) no início, a cada hora e no fim do teste;
j) Volumes brutos, brutos em condições padrão e volumes líquidos da produção de petróleo, gás e água;
k) Resultados das análises de propriedades do petróleo, gás e água;
l) l) Fatores de correção utilizados, parâmetros e métodos de cálculo dos mesmos;
m) Volumes de produção diária de petróleo, gás e água;
n) Vazões de teste de petróleo, gás e água;
o) Razão gás/petróleo;
p) Assinatura do responsável pelo relatório e do imediato superior.

10.2.6 Devem ser emitidos relatórios de calibração de todos os instrumentos e sistemas de medição. Os relatórios devem ser elaborados imediatamente após a calibração e devem incluir informações para verificar a rastreabilidade ao INMETRO, dos instrumentos e sistemas de calibração.

10.2.7 Devem ser emitidos relatórios de inspeção de tanques e sistemas de medição.

10.2.8 Os relatórios de medição, teste e calibração devem ser arquivados por 5 anos, estando à disposição para exame, pela ANP ou seus representantes.

10.3 Inspeções

10.3.1 A ANP tem acesso livre, a qualquer tempo, às instalações de petróleo e gás natural para inspeção dos sistemas de medição, verificação das operações e dos relatórios de medição.

10.3.2 As inspeções podem incluir, mas não se limitam a :

a) Verificação se os sistemas de medição estão instalados conforme normas e regulamentos aplicáveis e conforme as recomendações dos fabricantes;
b) Inspeção do estado dos sistemas e instrumentos de medição;
c) Verificação dos selos e as respectivas planilhas de controle;
d) Acompanhamento de inspeções de tanques e sistemas de medição;
e) Acompanhamento de calibração de sistemas e instrumentos;
f) Acompanhamento de operações de medição;
g) Acompanhamento de testes de produção;
h) Verificação dos cálculos dos volumes;
i) Acompanhamento das operações de amostragem e análise de laboratório;
j) Verificação dos relatórios de medição, teste e calibração.

10.3.3 Todos os instrumentos, equipamentos e pessoal necessários para as inspeções devem ser providos pelo concessionário, sem ônus para a ANP.

10.3.4 Quando a ANP solicitar a realização de inspeções que impliquem em operações não rotineiras, o concessionário deve providenciar a realização das mesmas dentro de 2 dias úteis da solicitação da ANP. Quando a inspeção incluir o acompanhamento de operações programadas, tais como calibração de sistemas de medição ou teste de poços, a ANP indicará a sua intenção de inspecionar tais operações. O concessionário confirmará a data e hora de realização das operações com, pelo menos, 7 dias de antecedência.

11. Selagem dos Sistemas de Medição Fiscal

11.1 Os sistemas de medição fiscal da produção de petróleo e gás natural devem ser protegidos contra acesso não autorizado, de forma a evitar dano, falha ou perda de calibração dos instrumentos e componentes do sistema.

11.2 Devem ser instalados selos para evitar acesso não autorizado às operações que possam afetar o desempenho dos instrumentos e dos sistemas de medição. Para operações realizadas através de programação, devem ser incluídas palavras-chave ou outros meios para impedir o acesso não autorizado aos sistemas e programas de configuração, ajuste e calibração.

11.3 Devem ser selados os sistemas de amostragem automática para impedir a descaracterização das amostras.

11.4 As válvulas dos tanques devem ser providas de selos, conforme subitem 6.1.6 deste Regulamento

11.5 Deve ser elaborado um plano de selagem para cada sistema de medição, relacionando todos os selos instalados em instrumentos, válvulas e outros dispositivos, a função de cada selo e as operações para as quais é necessária a sua remoção.

11.6 Os selos devem ser numerados. Deve ser elaborado um registro de todos os selos utilizados, indicando a localização, a data e hora de instalação e remoção de cada um deles. O registro deve ser mantido permanentemente atualizado e disponível na instalação de produção para inspeção pela ANP ou por seus representantes autorizados.

O registro deve conter, pelo menos:

a) Nome do concessionário;
b) Identificação da concessão e do campo;
c) Relação de todos os pontos de instalação de selos, com o número do selo instalado em cada um deles e a data e a hora de instalação;
d) d) Histórico das operações de remoção e instalação de selos, com data e hora, identificação.

Normas na ANP

Medições manuais com trena:

Portaria INPM n.º 33/67 -- Norma para *Medição da Altura de Produtos de Petróleo Armazenados em Tanques*.

Portaria INMETRO n.º 145/99 – Aprova o Regulamento Técnico Metrológico, *estabelecendo as condições a que devem atender as medidas materializadas de comprimento, de uso geral.*

ISO/DIS 4512 *Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Equipment for Measurement of Liquid Levels in Storage Tanks – Manual Methods*.

Medições com sistema automático:

OIML R71 – Fixed Storage Tanks. General Requirements.

OIML R85 – Automatic Level Gauges for Measuring the Level of Liquid in Fixed Storage Tanks.

ISO 4266 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks - Automatic Methods.

ISO/DIS 4266-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods -- Part 1: Measurement of Level in Atmospheric Tanks.

Medição de temperatura e os fatores de correção pela dilatação térmica

Portaria do INPM n.º 9/67 -- Norma de Termômetros para Petróleo e Seus Derivados Quando em Estado Líquido, Bem Como para os Respectivos Suportes.

Portaria do INPM n.º 15/67 -- Norma para Determinação de Temperatura do Petróleo e Seus Derivados Líquidos.

CNP - Resolução n.º 06/70 – Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados

ISO 4266 *Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Measurement of Temperature and Level in Storage Tanks -- Automatic Methods*

ISO/DIS 4266-4 *Petroleum and Liquid Petroleum Products - Measurement of Level and Temperature in Storage Tanks by Automatic Methods - Part 4: Measurement of Temperature in Atmospheric Tanks*

ISO/DIS 4268 *Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Temperature Measurements -- Manual Methods*

Cálculo dos volumes líquidos:

API - MPMS

Chapter 12.1, Calculation of Static Petroleum Quantities, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels

Chapter 12.1.1, Errata to Chapter 12.1--Calculation--Static Measurement, Part 1, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels, First Edition Errata published

Calibração de tanques conforme as seguintes normas:

ISO/DIS 4269-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Tank Calibration by Liquid Measurement -- Part 1: Incremental Method Using Volumetric Meters

ISO 7507-1 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 1: Strapping Method

ISO 7507-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 2: Optical-Reference-Line Method

ISO 7507-3 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 3: Optical-Triangulation Method

ISO 7507-4 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 4: Internal Electro-Optical Distance-Ranging Method

ISO/DIS 7507-5 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 5: External Electro-Optical Distance-Ranging Methods

ISO/TR 7507-6 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calibration of Vertical Cylindrical Tanks -- Part 6: Recommendations for Monitoring, Checking and Verification of Tank Calibration and Capacity Table OIML R 71- Fixed Storage Tanks. General Requirements

Instalação e operação de sistemas de medição de petróleo em linha

Portaria INMETRO n.º 113/97 (medidores mássicos)

OIML R117

ISO 2714 *Liquid hydrocarbons -- Volumetric Measurement by Displacement Meter Systems Other Than Dispensing Pumps*

ISO 2715 *Liquid Hydrocarbons -- Volumetric Measurement by Turbine Meter Systems*

API - MPMS

Chapter 5, Metering

Chapter 5.1, General Consideration for Measurement by Meters.

Chapter 5.4, Accessory Equipment for Liquid Meters.

Chapter 5.5, Fidelity and Security of Flow Measurement Pulsed - Data Transmission Systems.

Medições devem ser corrigidas pelos seguintes fatores:

- **CNP - Resolução n.º 06-70** – Tabelas de Correção de Volume do Petróleo e Derivados
- ***API – MPMS:*** *Chapter 7.2, Temperature-Dynamic Temperature Determination.*

Compressibilidade do líquido

- **API – MPMS:** *Chapter 11.2.1M, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638-1074 Kilograms per Cubic Meter Range.*

Cálculo dos volumes dos líquidos medidos

ISO 4267-2 Petroleum and Liquid Petroleum Products -- Calculation of Oil Quantities -- Part 2: Dynamic Measurement

Sistemas de calibração de medidores de petróleo em linha

ISO 7278-1 Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 1: General Principles

ISO 7278-2 Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 2: Pipe Provers

ISO 7278-3 Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 3: Pulse Interpolation Techniques

ISO/DIS 7278-4 Liquid Hydrocarbons -- Dynamic Measurement -- Proving Systems for Volumetric Meters -- Part 4: Guide for Operators of Pipe Provers

API - MPMS

Chapter 4, Proving Systems

Chapter 4.1, Introduction, Second Edition.

Chapter 4.3, Small Volume Provers

Chapter 4.4, Tank Provers

Chapter 4.5, Master-Meter Provers.

Chapter 4.7, Field-Standard Test Measures.

Coleta de amostras

Portaria do INPM n.º 12/67 -- Norma de Amostragem de Petróleo e Seus Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos.

ABNT 05800, NB00418 75 Amostragem de Petróleo e Derivados Líquidos Para Fins Quantitativos

ABNT 0500, NB00174 72 Norma Para Amostragem de Petróleo e Produtos Derivados

API - MPMS

Chapter 8, Sampling

Chapter 8.2, Automatic Sampling of Petroleum and Petroleum Products (ANSI/ASTM D4177)

Chapter 8.3, Mixing and Handling of Liquid Samples of Petroleum and Petroleum Products (ASTM D5854)

Determinação da massa específica do petróleo

ABNT		
14065	**98**	Destilados de Petróleo e Óleos Viscosos – Determinação da Massa Específica e da Massa Específica Relativa Pelo Densímetro Digital.
07148	**MB00 104 92**	Petróleo e Derivados – Determinação da Massa Específica – Método do Densímetro.

API – MPMS

Chapter 9, Density Determination

Chapter 9.1, Hydrometer Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products (ANSI/ASTM D 1298) (IP 160) Chapter 9.3, Thermohydrometer Test Method for Density and API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products.

Determinação da fração volumétrica de água e sedimento

ABNT

MB00038	**72**	Determinação da Água e Sedimentos em Petróleos Brutos e Óleos Combustíveis - (Métodos de Centrifugação)
MB00294	**66**	Método de Ensaio Para a Determinação de Sedimentos em Petróleos e Óleos Combustíveis – Método por Extração
14236	**98**	Produtos de Petróleo e Materiais Betuminosos - Determinação do Teor de Água por Destilação

API MPMS

Chapter 10, Sediment and Water

Chapter 10.7, Standard Test Method for Water in Crude Oil by Karl Fischer Titration (Potentiometric)(ANSI/ASTM D4377) (IP 356)

Determinação do Ponto de Ebulição Verdadeiro

ASTM D2892-98b Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15 -Theoretical Plate Column)

ASTM D5236-95 Standard Test Method for Distillation of Heavy Hydrocarbon Mixtures (Vacuum Potstill Method)

Determinação do teor de enxofre

ASTM D129-95 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method)

ASTM D1266-98 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method)

Determinação de metais pesados

ASTM D5708-95a Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, and Iron in Crude Oils and Residual Fuels by Inductively Coupled Plasma (ICP) Atomic Emission Spectrometry

ASTM D5863-95 Standard Test Methods for Determination of Nickel, Vanadium, Iron, and Sodium in Crude Oils and Residual Fuels by Flame Atomic Absorption Spectrometry

Medições de gás natural com placas de orifício

NBR ISO 5167-1 Medição de Vazão de Fluidos por Meio de Instrumentos de Pressão -- Parte 1: Placas de Orifício, Bocais e Tubos de Venturi Instalados em Seção Transversal Circular de Condutos Forçados.

ISO/TR 5168 *Measurement of Fluid Flow -- Evaluation of Uncertainties*

ISO/TR 9464 *Guidelines for The Use of ISO 5167-1:1991*

API – MPMS

Chapter 14.2, Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases (A.G.A. Report nº 8)

Chapter 14.3, Part 1, Concentric, Square-Edged Orifice Meters (A.G.A. Report n.º 3) (GPA 8185-90)

Chapter 14.3, Part 2, Specification and Installation Requirements, Reaffirmed May 1996 (ANSI/API 2530)

Chapter 14.3, Part 3, Natural Gas Applications.

Medições de gás com turbinas

A.G.A. Report n.º. 7 : *Measurement of Gas by Turbine Meters*

Medições de gás com medidores ultra-sônicos

AGA Report n.º 9 *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*

Amostragem de gás natural

API – MPMS*, Chapter 14.1, Collecting and Handling of Natural Gas Samples for Custody Transfer.*

Analises das amostras de gás

Portaria ANP n.º 41, de 15/04/1998, para correções nas medições dos volumes e para outros usos.

ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography

ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels

ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers

ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence

ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5

ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C8 - Gas Chromatography Method

Referências Bibliográficas

(Os livros relacionados abaixos fazem parte da biblioteca do autor; a maioria foi consultada para a elaboração do presente trabalho, Medição de Vazão*.)*

1. **American Society of Mechanical Engineers**, Fluid Meters, New York, ASME, 6ª ed, 1971, 2ª imp, 1983

2. **Barney, G.C**., Intelligent Instrumentation, London, Prentice Hall, 2a. ed., 1988.

3. **Benedict, R.P**., Fundamentals of Temperature, Pressure, and Flow Measurements, 2e, New York, John Wiley, 1977.

4. **Bentley, J.P**., Principles of Measurement Systems, Singapore, Longman, 2ª ed., 1988.

5. **Cheremisinoff,N.P. & Cheremisinoff,P.N**.,Instrumentation for Process Flow Engineering,Lancaster,Technomic,1987.

6. **Coulson, J.M. & Richardson, J.F**., Fluid Flow, Heat Transfer and Mass Transfer, Oxford, Pergamon, 1977.

7. **Crane**, Flow of Fluids, TP 410 M, Crane Co., New York, 1986.

8. **Daily J.W. & Harleman, D.R.F**., Fluid Dynamics, Reading, Addison-Wesley, 1966.

9. **Datta-Barua, L**., Natural Gas Measurement & Control, New York, McGraw-Hill, 1992.

10. **Daugherty, R.L. et alt.,** Fluid Mechanics with Engineering Applications, Singapore, McGraw-Hill, 1989.

11. **De Carlo, J.P**., Fundamentals of Flow Measurement, Research Triangle Park, ISA, 1984.

12. **Doebelin, E.O**., Measurement Systems - Application and Design, Singapore, McGraw Hill, 3a. ed., 1983.

13. **Dowdell, R.B**., Flow - Measurement and Control in Science and Industry - Flow Characteristics, ISA, Pittsburgh, 1974

14. **Dowdell, R.B**., Flow - Measurement and Control in Science and Industry - Flow Measuring, ISA, Pittsburgh, 1974

15. **Dowdell, R.B**., Flow - Its Measurement and Control in Science and Industry - Applications, ISA, Pittsburgh, 1974

16. **Fox, R.W. & McDonald, A.T**., Introduction fo Fluid Mechanics, 3e, New York, John Wiley, 1985.

17. **French, R.H**., Open-Channel Hydraulics, Singapore, McGraw-Hill, 1986.

18. **Giles, R.V**., Thoery and Problems of Fluid Mechanics and Hydraulics, 2a. ed., Singapore, McGraw-Hil, 1983.

19. **Greenkorn, R.A. & Kessler, D.P**., Transfer Operations, Tokyo, McGraw-Hill Kogakusha, 1972.

20. **Harris, J**., Rheology and non-Newtonian flow, London, Longman, 1977.

21. **Herschy, R.W**., Hydrometry, New York, John Wiley, 1985.

22. **Hughes, W.F. & Brighton, J.A**., Theory and Problems of Fluid Dynamics, 2a.ed., New York, McGraw-Hill, 1991.

23. **Japan Society of Mechanical Engineers** - Visualized Flow, Aylesbury, Pergamon Press, 1988.

24. **Kentish, E.N.W**., Industrial Pipework, London, McGraw Hill, 1982.

25. **Kentish, E.N.W**., Pipework Design Data, London, McGraw Hill, 1982.

26. **Miller, R.W**., Flow Measurement Engineering Handbook, New York, McGraw Hill, 3ª ed, 1996.

27. **Mironer, A**., Engineering Fluid Mechanics, Tokyo, McGraw-Hill, 1979.

28. **Mott, R.L**., Applied Fluid Mechanics, 3e, Singapore, Maxwell-MacMillan, 1990.

29. **Noltingk, B.E**., Jones Instrument Technology: 1 - Mechanical Measurements, Norfolk, Butterworths, 1985.

30. **Norton, H. N**., Sensor and Analyzer Handbook, Englewood Cliffs, Prentice Hall, 1982.

31. **Oil and Gas Journal**, Fluid Flow Formulas, Petroleum Pub. Co., Tulsa, 1956.

32. **Parker, S.P**. (editor), Fluid Mechanics Source Book, New York, McGraw Hill, 1988.

33. **Parmakian, J**., Waterhammer Analysis, New York, Dover, 1963.

34. **Patranabis, D**., Principles of Industrial Instrumentation, New Delhi, Tata McGraw Hill, 1984.

35. **Scott, R.W.W**. (editor), Developments in Flow Measurement, Great Yamouth, Applied Science Pub., 1982.

36. **Royal Dutch/Shell Group,** Shell Flow Meter Engineering Handbook, 1968.

37. **Shercliff, J.A**, Electromagnetic Flow-measurement, Cambridge Science Classics, 1987.

38. **Spink, L.K**., Principles and Practice of Flow Meter Engineering, Foxboro, Foxboro Co., 9ª. ed., 1975.

39. **Spitzer, D.W**., Industrial Flow Measurement, Research Triangle Park, ISA, 1984.

40. **Spitzer, D.W**., Flow Measurement: Practical Guide for Measurement and Control, Research Triangle Park, ISA, 1991.

40. **USA Bureau of Reclamation**, Water Measurement Manual, 2a. ed., Denver, 1984.

41. **Zimmermann, R**., Handbook for Turbine Flowmeter Systems, Flow Technology, Phoenix, 1977.

TEKAPOST\VAZAOMED 8BIBLVAZ.DOC 04 MAR 94