



Wagner José dos Santos

**Análise da influência da viscosidade na medição de vazão
de petróleo por medidores ultrassônicos**

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 13137333/CA

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. Alcir de Faro Orlando
Coorientador: Prof. Carlos Roberto Hall Barbosa

Rio de Janeiro
Abril de 2016



Wagner José dos Santos

Análise da influência da viscosidade na medição de vazão de petróleo por medidores ultrassônicos

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

Prof. Alcir de Faro Orlando

Orientador

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

Prof. Carlos Roberto Hall Barbosa

Coorientador

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

Dra. Maria Helena Farias

Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO

Dr. Renato Nunes Teixeira

Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia – INMETRO

Dr. Daniel Ramos Louzada

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial de Pós-Graduação do
Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 20 de abril de 2016

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

Wagner José dos Santos

Graduou-se em Engenharia Civil na Escola de Engenharia de Volta Redonda - Fundação Oswaldo Aranha, em 1989.

Ficha Catalográfica

Santos, Wagner José dos

Análise da influência da viscosidade na medição de vazão de petróleo por medidores ultrassônicos / Wagner José dos Santos ; orientador: Alcir de Faro Orlando ; co-orientador: Carlos Roberto Hall Barbosa. – 2016.

140 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro Técnico Científico, Programa de Pós-Graduação em Metrologia para a Qualidade e Inovação, 2016.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Metrologia. 3. Medidor ultrassônico. 4. Altosonic V. 5. Viscosidade. 6. Calibração. I. Orlando, Alcir de Faro. II. Barbosa, Carlos Roberto Hall. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Centro Técnico Científico. Programa de Pós-Graduação em Metrologia para Qualidade e Inovação. IV. Título.

CDD: 389.1

Aos meus filhos Ana Beatriz e Henrique, razão da minha vida. Estarei sempre ao lado de vocês. Que Deus sempre os proteja. Que a busca por conhecimento que me moveu até aqui lhes sirva de inspiração. E que, com o conhecimento, possam tornar realidade os seus sonhos.

Agradecimentos

Ao bom Deus, que nunca me abandonou.

Ao meu pai José, à memória de minha mãe Adma, às minhas irmãs Maria Aparecida, Ana Cristina, Kátia Denise, ao meu irmão Dênis Marcelo e à memória de minha madrinha Marina, por sempre acreditarem em mim.

À minha família: minha esposa Ilcelí e meus filhos Ana Beatriz e Henrique, por me apoiarem em todos os momentos.

Ao Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio. Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação, Professor Dr. Maurício Nogueira Frota pela dedicação à frente do PósMQI.

Aos meus orientadores, professores Alcir de Faro Orlando e Carlos Hall, por toda dedicação e atenção dispensada para a concretização deste trabalho.

Aos membros da banca examinadora, pela contribuição para a melhoria deste trabalho.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio. Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação (PósMQI), pela dedicação e cooperação.

Aos meus colegas do Grupo de Medição (GMED-E&P) da Petrobras, em especial ao Ricardo Pessanha e à Claudia Leão, pelo incentivo e amizade.

À Petrobras, principalmente aos meus superiores, em especial ao gerente do IPP/PMF da UO-BC Agostinho da Mota Robalinho da Silva, pela oportunidade que me foi dada de cursar este mestrado.

Aos mestrandos e mestres do PósMQI que convivi durante o curso, pela amizade e motivação.

E a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento e a realização deste trabalho.

Resumo

Santos, Wagner José dos; Orlando, Alcir de Faro; Barbosa, Carlos Roberto Hall. **Análise da influência da viscosidade na medição de vazão de petróleo por medidores ultrassônicos.** Rio de Janeiro, 2016. 140p. Dissertação de Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

No Brasil, a medição de petróleo é regulada pela ANP e pelo INMETRO. O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural exige que os medidores de vazão de petróleo sejam calibrados nas condições mais próximas das encontradas no local de medição, tanto para o fluido (massa específica e viscosidade) quanto operacionais (vazão, pressão e temperatura). Replicar todas estas condições nos laboratórios de calibração nacionais é muito complicado e dispendioso. Assim, neste trabalho foram avaliados os comportamentos de 7 medidores Altosonic V calibrados com 5 tipos de fluidos (oural, condensat, fuel, heavy fuel e água). Os fatores de calibração dos medidores foram submetidos a avaliações estatísticas e curvas de calibração foram ajustadas buscando identificar possíveis tendências de comportamento. Após supor-se que vazões e viscosidades teriam influência na aleatoriedade dos fatores, chegou-se à conclusão que, utilizando as calibrações de fábrica (*fingerprint*) do medidor, que cobrem toda a faixa de viscosidade e vazão de medição com a utilização do número de Reynolds, os limites requeridos por norma de erros para medição fiscal de são atendidos. Assim, sugere-se que as verificações periódicas do Altosonic V sejam feitas com o fluido disponível no laboratório de calibração, observando a coerência dos fatores obtidos nesta calibração e na calibração inicial, buscando o atendimento aos limites legais da aplicação.

Palavras-chave

Metrologia; medidor ultrassônico; Altosonic V; viscosidade; calibração; vazão

Abstract

Santos, Wagner José dos; Orlando, Alcir de Faro (Advisor); Barbosa, Carlos Roberto Hall (Co-advisor). **Analysis of the influence of viscosity on the petroleum flow rate measurement by ultrasonic meters.** Rio de Janeiro, 2016. 140p. MSc. Dissertation - Programa de Pós-Graduação em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação), Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In Brazil, the measurement of oil is regulated by ANP and INMETRO. The Technical Regulation for Petroleum and Natural Gas requires that the oil flow meters be calibrated in conditions close to those found at the measurement site, both regarding the fluid (density and viscosity) and operational conditions (flow rate, pressure and temperature). It is very difficult to replicate all these conditions in national calibration facilities and expensive too. Thus, this study evaluated the behavior of 7 Altosonic V meters calibrated with 5 types of fluids (oural, condensat, fuel, heavy fuel and water). The calibration factors of the meters were subjected to statistical evaluation and calibration curves were fitted looking for possible behavior trends. Supposing that flow rates and viscosities would influence randomly the factors, a conclusion was reached that, by using the factory meter calibrations (fingerprint), that cover the entire measurement range of viscosity and flow rates, by using Reynolds number, the required by norm fiscal measurement error limits are met. Thus, it is suggested that periodic checks of Altosonic V could be made with the fluid available in the calibration facility, verifying the consistency of the factors obtained in this calibration and in the fingerprint, aimed at complying with the legal limits of the application.

Keywords

Metrology; ultrasonic flowmeter; Altosonic V; viscosity; calibration; flowrate

Sumário

1	Introdução	20
1.1.	Definição do problema da pesquisa	24
1.2.	Objetivos geral e específicos	26
1.3.	Motivação	27
1.4.	Estrutura da dissertação	28
2	Fundamentação teórica e regulatória	29
2.1.	O Petróleo	30
2.2.	Fundamentação regulatória	31
2.2.1.	A política do petróleo no Brasil	31
2.2.2.	O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	33
2.2.3.	O INMETRO e as exigências para calibrações de medidores de vazão de petróleo	35
2.2.4.	Punições em caso de descumprimento da regulamentação de medição	36
2.3.	Fundamentação teórica	36
2.3.1.	Fluido e escoamento	36
2.3.2.	A medição de vazão	41
3	Medidor de vazão ultrassônico do tipo tempo de trânsito	45
3.1.	Princípio de operação do medidor de vazão ultrassônico do tipo tempo de trânsito	46
3.2.	Transdutores acústicos do medidor de vazão ultrassônico do tipo tempo de trânsito	49
3.3.	Perfil de velocidades	51
3.4.	Aplicações e boas práticas	53
3.5.	Instalação típica para um medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito em aplicação de medição fiscal de petróleo	54
3.6.	Normas aplicáveis para um sistema de medição ultrassônica de petróleo indicadas pelo RTM 2013	55
3.6.1.	Normas para o medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito na medição de petróleo	57
3.6.2.	Considerações da API MPMS 5.8 sobre a relação entre o número de Reynolds e o fator de calibração do medidor ultrassônico	59
4	Medição de vazão de petróleo	62

4.1. Requisitos do fluido de calibração na legislação de petróleo de outros países	63
4.2. O medidor ultrassônico Krohne Altosonic V	65
4.2.1. Cálculo das velocidades médias obtidas nos feixes acústicos do medidor ultrassônico Krohne Altosonic V	67
4.2.2. O ajuste de fábrica para cada medidor Krohne Altosonic V – <i>fingerprint</i>	68
4.2.3. Diagnósticos do medidor ultrassônico Krohne Altosonic V	70
4.2.4. Análise de fontes de incerteza de medição para o medidor ultrassônico Krohne Altosonic V	73
4.3. A influência das características do petróleo e condições operacionais no medidor Altosonic V	76
4.4. O fator de calibração do medidor	80
4.5. A incerteza do fator do medidor (MF)	81
4.6. O fator do medidor obtido pelo método dos mínimos quadrados	82
5 Comportamento do medidor Altosonic V com diferentes fluidos	84
5.1. Avaliação do medidor ultrassônico Krohne Altosonic V	84
5.1.1. Critério estatístico de Grubbs	86
5.1.2. Critério estatístico de Chauvenet	87
5.1.2.1. Teste Kolmogorov/Smirnov – KS	87
5.1.3. Teste de média zero	89
5.1.4. Análise de variâncias – ANOVA	89
5.2. Avaliação dos medidores ultrassônicos Krohne Altosonic V	90
5.2.1. Fatores dos medidores obtidos nas calibrações com os fluidos	90
5.2.2. Fatores dos medidores versus número de Reynolds	91
5.2.3. Comportamento dos medidores por fluido	93
5.2.4. Avaliações estatísticas	93
5.2.4.1. Teste de aderência à uma curva normal – Kolmogorov-Smirnov (KS)	93
5.2.4.2. Critérios de Grubbs e Chauvenet para eliminação de fatores discrepantes	94
5.2.4.3. Teste de média zero	96
5.2.4.4. Análise de variâncias (ANOVA)	97
5.2.5. Ajuste da curva de calibração pelo método dos mínimos quadrados	99
5.2.5.1. Ajuste da curva de calibração para o fluido Oural	100
5.2.5.2. Ajuste da curva de calibração para o fluido Condensat	101
5.2.5.3. Ajuste da curva de calibração para o fluido Fuel	102

5.2.5.4. Ajuste da curva de calibração para o fluido Heavy Fuel	103
5.2.5.5. Ajuste da curva de calibração para o fluido Água	105
5.2.5.6. Avaliação dos ajustes das curvas dos fatores de calibração	106
5.2.5.7. Comportamento dos medidores com cada fluido após ajuste dos fatores	107
5.2.6. Avaliação do comportamento do medidor com um fator de calibração único para todas as vazões e viscosidades	108
6 Conclusões e recomendações	112
6.1. Conclusões	112
6.2. Recomendações	113
7 Referências bibliográficas	115
8 Anexos	120
8.1. Medidor 1001	120
8.1.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 1001	120
8.1.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 1001	121
8.1.3. Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 1001	121
8.1.4. Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 1001	122
8.1.5. Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 1001	122
8.2. Medidor 3001	123
8.2.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 3001	123
8.2.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 3001	123
8.2.3. Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 3001	124
8.2.4. Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 3001	124
8.2.5. Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 3001	125
8.3. Medidor 3002	126
8.3.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 3002	126
8.3.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 3002	126
8.3.3. Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 3002	127
8.3.4. Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 3002	127
8.3.5. Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 3002	128
8.4. Medidor 5001	129
8.4.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 5001	129
8.4.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 5001	129
8.4.3. Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 5001	130
8.4.4. Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 5001	130
8.4.5. Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 5001	131

8.5. Medidor 7001	132
8.5.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 7001	132
8.5.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 7001	132
8.5.3. Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 7001	133
8.5.4. Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 7001	133
8.5.5. Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 7001	134
8.6. Medidor 9001	135
8.6.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 9001	135
8.6.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 9001	135
8.6.3. Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 9001	136
8.6.4. Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 9001	136
8.6.5. Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 9001	137
8.7. Medidor 9002	138
8.7.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 9002	138
8.7.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 9002	138
8.7.3. Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 9002	139
8.7.4. Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 9002	139
8.7.5. Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 9002	140

Lista de figuras

Figura 1 – Reunião da campanha “O PETRÓLEO É NOSSO”.	32
Figura 2 – Getúlio Vargas assina a Lei nº 2004 criando a PETROBRAS.	32
Figura 3 – Deformação de uma substância fluida ao ser submetida a uma força.	38
Figura 4 – Comportamento de fluidos newtonianos e não newtonianos.	39
Figura 5 – escoamento laminar e turbulento.	40
Figura 6 – Perfis de velocidades conforme o fluido avança num tubo reto.	43
Figura 7 – Perfis de velocidades conforme o fluido avança em um tubo reto.	46
Figura 8 – Vetores de velocidades: do som no meio (c), do fluido (u) e do sinal ultrassônico (u_{A-B} ; u_{B-A}).	47
Figura 9 – Medidores ultrassônicos com transdutores no eixo longitudinal.	50
Figura 10 – Medidor ultrassônico com transdutores radial e inclinado.	50
Figura 11 – Transdutor ultrassônico removível em escoamento.	51
Figura 12 – Sistema de medição de vazão de petróleo.	55
Figura 13 – Instalação típica de um sistema de medição de vazão de petróleo.	57
Figura 14 – Camada limite e perfil de velocidades.	60
Figura 15 – Camada limite para o mesmo número de Reynolds com diferentes vazões e viscosidades.	60
Figura 16 – Comportamento do fator de calibração do medidor ultrassônico quando calibrado com óleos de viscosidades iguais a 2,7 mm ² /s, 15 mm ² /s e 145 mm ² /s.	61
Figura 17 – Medidor Krohne Altosonic V.	65
Figura 18 – Redução de diâmetro do medidor, que melhora o perfil de velocidades de escoamento no ponto de medição.	66
Figura 20 – Determinação do número de Reynolds a partir do parâmetro B.	69
Figura 21 – Posição dos feixes acústicos: a) vista frontal; b) vista superior.	71
Figura 22 – Perfil de velocidades do escoamento gerado pela unidade de processamento do medidor Altosonic V.	72
Figura 23 – Principais fontes de incerteza para o medidor Altosonic V.	74
Figura 24 – Principais fontes de incerteza para o medidor Altosonic V, após redução das três principais fontes (linearidade, estabilidade de longo prazo e efeito da instalação).	75

Figura 25 – Principais fontes de incerteza para o medidor Altosonic V, evidenciando a forte influência do descontrole de processo.	75
Figura 26 – Sinais acústicos viajando pelo fluido e pelo corpo do medidor – <i>cross talk</i> .	78
Figura 27 – Fatores médios de calibração dos medidores.	91
Figura 28 – Fatores de calibração dos medidores em função do número de Reynolds.	92
Figura 29 – Padrão de comportamento dos fatores dos medidores com os fluidos.	93
Figura 30 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido OURAL.	101
Figura 31 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido CONDENSAT.	102
Figura 32 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido FUEL.	103
Figura 33 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido HEAVY FUEL.	104
Figura 34 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido ÁGUA.	105
Figura 35 – Comparação das curvas ajustadas para fatores de calibração por medidor.	107
Figura 36 – Histogramas com fatores de calibração dos medidores.	109

Lista de tabelas

Tabela 1 – Requisitos metrológicos para sistemas de medição de petróleo.	23
Tabela 2 – Dados dos fluidos constantes nos certificados de calibração.	84
Tabela 3 – Teste de Kolmogorov-Smirnov.	94
Tabela 4 – Critérios de Grubbs e Chauvente para detecção de pontos discrepantes.	95
Tabela 5 – Teste de média zero dos fatores dos medidores.	97
Tabela 6 – ANOVA dos fatores de calibração dos medidores com todos os fluidos.	98
Tabela 7 – ANOVA dos fatores de calibração dos medidores excluindo os fluidos com comportamento distinto do grupo.	99
Tabela 8 – Incertezas dos fatores de calibração dos medidores após ajuste pelo método dos mínimos quadrados	100
Tabela 9 – Teste análogo ao critério de Grubbs para identificar fatores discrepantes.	106
Tabela 10 – Resumo estatístico dos fatores de calibração dos medidores.	110
Tabela 11 – Incertezas expandidas relativas dos fatores de calibração dos medidores.	110
Tabela 12 – Probabilidades de os MF ultrapassarem os limites do RTM 2013.	111

Lista de quadros

Quadro 1 – Tipos de medidores, tecnologias e aplicações mais comuns. 42

Lista de Símbolos

ρ	Massa específica do fluido
x, y, z	Direções ortogonais no espaço
t	Tempo
\vec{u}	Velocidade vetorial
τ	Tensão de cisalhamento
μ	Viscosidade dinâmica
ν	Viscosidade cinemática
A_1, B_1	Constantes da equação da ASTM D341 para viscosidade
Q	Vazão volumétrica
\dot{m}	Vazão mássica
m	Massa
Re	Número de Reynolds
u	Velocidade de escoamento
D	Diâmetro interno da tubulação
F	Fator de atrito
u_{AB}	Velocidade do sinal ultrassônico do transdutor A para o B
u_{BA}	Velocidade do sinal ultrassônico do transdutor B para o A
c	Velocidade da propagação do som no fluido
t_{AB}	Tempo de trânsito do sinal ultrassônico entre os transdutores A e B
t_{BA}	Tempo de trânsito do sinal ultrassônico entre os transdutores B e A
L	Distância entre o par de transdutores
α	Ângulo entre o eixo dos transdutores e o eixo axial do medidor
u_{LAM}	Velocidade de escoamento em regime laminar
u_{MAX}	Velocidade máxima do perfil de velocidades de escoamento
u_{TURB}	Velocidade de escoamento em regime turbulento
$u_1 \dots u_4$	Velocidades de escoamento relativas aos pares de

	transdutores
A, B	Parâmetros relacionados ao tipo de escoamento no medidor ultrassônico Altosonic V
$k_1 \dots k_4$	Constantes construtivas do medidor ultrassônico
V	Volume
V_{BRUTO}	Volume bruto de petróleo
MF	Fator de calibração do medidor
CTL	Fator de correção do volume de petróleo devido à variação da temperatura
CPL	Fator de correção do volume de petróleo devido à variação da pressão
BS&W	Fator de correção do volume de petróleo devido à presença de água
u_m	Velocidade de escoamento média
w_i	Fator de ponderação das velocidades do fluido determinada por cada par de transdutores
u_i	Velocidade do fluido determinada por cada par de transdutores
X_i	Fatores de avaliação do perfil de velocidades (Altosonic V)
P_{ACUST}	Pressão acústica
β	Coefficiente de atenuação
T	Temperatura
$ERRO_{SIST}$	Erro sistemático do volume medido em relação a um volume padrão
$ERRO_{RELAT}$	Erro relativo do volume medido em relação a um volume padrão
V_{MEDIDO}	Volume indicado pelo medidor
$V_{PADRÃO}$	Volume indicado pelo padrão
Q_{MEDIDO}	Vazão indicada pelo medidor
$Q_{PADRÃO}$	Vazão indicada pelo padrão
$u(Q_{PADRÃO})$	Incerteza padrão da vazão indicada pelo padrão
$u(MF)$	Incerteza padrão do fator de calibração do medidor
$u(Q_{MEDIDO})$	Incerteza padrão da vazão indicada pelo medidor

k	Fator de abrangência
U(Q)	Incerteza expandida da vazão verdadeira
U(Q _{PADRÃO})	Incerteza expandida da vazão indicada pelo padrão
U(MF)	Incerteza expandida do fator de calibração do medidor

Nomenclaturas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API MPMS	American Petroleum Institute – Manual of Petroleum Measurement Standards
ASTM	American Society for Test and Materials
EMED	Estação de medição de fluidos
IAAC	Inter American Accreditation Cooperation
ILAC	International Laboratory Accreditation Cooperation
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPT	Instituto de Pesquisas Tecnológicas
ISO	International Organization for Standardization
ISO GUM	Guia para Expressão da Incerteza de Medição
OIML	Organisation Internationale de Métrologie Légale
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PUC-Rio	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro Regulamento Técnico de Medição de Petróleo, Gás Natural e
RTM 2013	Biocombustíveis, aprovado pela Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1
SPSE	Société du Pipeline Sud-Européen
VIM 2012	Vocabulário Internacional de Metrologia – Publicação INMETRO 2012

1 Introdução

Após o fim do monopólio estatal da exploração e produção de petróleo no Brasil, foi criada a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), com a função de regulamentar o setor. Um dos primeiros focos da Agência foi o regulamento de medição destes fluidos. Assim, em 2000, uma Portaria Conjunta da ANP e do INMETRO aprovou o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM). Em 2013, uma Resolução Conjunta emitida pelos dois órgãos aprovou a primeira revisão do Regulamento, atualmente em vigor.

O RTM 2013 [13] tem a finalidade de fornecer as diretrizes e as condições mínimas para uma medição com boa exatidão e confiável. Afinal, é por meio das medições fiscais¹ e de apropriação² dos volumes de petróleo e gás natural que os *royalties*³ são pagos à União e distribuídos corretamente aos interessados.

Estimar volumes de petróleo a partir da medição de vazão em linha é uma atividade bastante complexa. As variações de vazão, pressões, temperaturas e teor de água praticamente exigem que as correções devam ser automáticas e em tempo real.

Um dos medidores que mais vêm sendo utilizados na medição fiscal de petróleo é o de tecnologia ultrassônica do tipo tempo de trânsito. Este medidor tem sido aprimorado nas últimas décadas com o aumento do número de canais e melhorias no *software* (programa computacional), podendo medir a velocidade média do escoamento, seja este laminar ou turbulento. Na medição fiscal de

¹**Medições fiscais:** Pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão, onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido nesse campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição, e onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes. Fonte: Inciso IV do art. 3º do Decreto n.º 2.705/98.

²**Medições de apropriação:** Medições a serem utilizadas para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada poço. Fonte: Item 3.44 do RTM 2013 [13].

³**Royalties:** Compensações financeiras devidas aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, em função da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, nos termos do § 1º do art. 20 da Constituição Federal. Fonte: Inciso XIII do art. 2º da Lei 12.351/2010.

petróleo, o medidor ultrassônico tem sido utilizado como medidor padrão de trabalho ou como medidor de operação.

O medidor fiscal de petróleo em operação pode ser calibrado *in loco* pelo agente regulado, por meio de um medidor padrão de trabalho, padrão de referência ou por um provador, utilizando o próprio fluido que está sendo medido, atendendo às condições exigidas no item 9.4.5 do RTM 2013 [13].

“9.4.5. A calibração dos medidores em operação deve ser feita utilizando-se o fluido medido nas condições usuais de medição, ou usando fluido similar com desvios inferiores a:

- a) 20% na massa específica e viscosidade;*
- b) 5 °C na temperatura;*
- c) 10% na pressão e*
- d) 10% da vazão usual de operação.” [RTM 2013]*

No caso do medidor padrão de trabalho ou medidor em operação, quando calibrado em laboratório, o RTM 2013 determina que as calibrações sejam feitas com fluido de temperatura, viscosidade e massa específica suficientemente próximas às condições do fluido medido, além de uma variação máxima de 10% na vazão usual de processo, conforme itens 9.3.3 e 9.4.3.

“9.3.3. Os padrões de trabalho devem ser calibrados com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura, suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação a ser calibrado. A vazão de ensaio deve ser igual à vazão usual de operação do medidor em operação, com um desvio máximo de $\pm 10\%$.

[..]

9.4.3. Os medidores em operação devem ser calibrados com um fluido de massa específica, viscosidade e temperatura, suficientemente próximas às do fluido medido pelo medidor em operação a ser calibrado. A vazão de ensaio deve ser igual à vazão usual de operação do medidor em operação, com um desvio máximo de $\pm 10\%$.” [RTM 2013]

Observando estes dois itens do RTM 2013, a subjetividade dos termos “suficientemente próximas” deixa as operadoras sem qualquer referência para estipularem limites para as variáveis temperatura, massa específica e viscosidade. Todavia, se forem considerados os mesmos requisitos para

calibração de medidor operacional *in loco*, as variações máximas deverão ser de ± 5 °C para temperatura e $\pm 20\%$ para viscosidade e massa específica. Não há exigência para a pressão nestes dois itens.

Para atender a estes requisitos, devido à grande variabilidade de petróleos e de condições operacionais no Brasil, calibrar os medidores de vazão em laboratório exige diversos tipos de óleo em grandes quantidades e um complexo controle das condições operacionais do circuito de calibração. Nenhum dos laboratórios comerciais existentes no Brasil consegue controlar todas estas variáveis de forma independente e simultânea. Uma das principais dificuldades para este controle independente é que a temperatura do fluido tem influência tanto em sua viscosidade quanto em sua massa específica.

Desta forma, acredita-se que, caso os laboratórios de calibração de vazão atendam plenamente a estes requisitos, haverá uma redução de suas capacidades de atendimento à demanda e um aumento considerável nos custos de calibração, principalmente devido ao tempo necessário para as trocas e condicionamento do óleo, além das limpezas frequentes do circuito, provavelmente utilizando óleo diesel.

Assim, nesta dissertação de mestrado é avaliado o comportamento de um medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito com cinco canais, ao ser calibrado com fluidos em diferentes vazões e viscosidades, por meio da análise dos fatores do medidor⁴ obtidos nas calibrações, em relação ao erro máximo admissível⁵ para uma aplicação de medição fiscal de petróleo. O erro máximo admissível é definido de acordo com a classe de exatidão⁶ requerida pelo RTM 2013 e pelo Regulamento Técnico Metrológico aprovado pela Portaria 64/2003 do INMETRO, conforme apresentado na tabela 1.

⁴**Fator do medidor:** Quociente entre o volume bruto medido, utilizando um medidor padrão de trabalho ou padrão de referência, e o volume medido por um medidor em operação durante uma calibração, sendo ambos referidos às mesmas condições de temperatura e pressão, ou ainda o quociente entre o volume bruto medido, utilizando um padrão de referência, e o volume medido por um medidor padrão de trabalho durante uma calibração, sendo ambos referidos às mesmas condições de temperatura e pressão. Fonte: Item 3.29 do RTM 2013 [13].

⁵**Erro máximo admissível:** Valor extremo de um erro admissível por regulamentos, especificações, etc., para um dado instrumento de medição. Fonte: Item 4.3.4 do Regulamento Técnico Metrológico – Portaria INMETRO nº 64/2003 [24].

⁶**Classe de exatidão:** Classe de instrumentos de medição ou de sistemas de medição que satisfazem a requisitos metrológicos estabelecidos, destinados a manter os erros de medição ou as incertezas de medição instrumentais dentro de limites especificados, sob condições de funcionamento especificadas. Fonte: Vocabulário Internacional de Metrologia – VIM 2012 [26].

Estes requisitos, de acordo com o RTM-Portaria 64 [24], são limites para aprovação de modelo, sendo que, em operação, é admissível até o dobro dos valores especificados para erros dos sistemas de medição (itens 5.3.1 e 5.3.3.3).

Tabela 1 – Requisitos metrológicos para sistemas de medição de petróleo.

Tipo de Medição	Classe de Exatidão	Erro Máximo Admissível para o Sistema de Medição	Erro Máximo Admissível para o Medidor
Fiscal	0.3	0,3%	0,2%
Apropriação	1.0	1,0%	0,6%

Fonte: Adaptado RTM – Portaria INMETRO nº 64 [24]

O fator do medidor é determinado pela relação entre o valor lido no padrão e o valor lido no medidor em calibração. Como os valores lidos, tanto no padrão quanto no medidor, apresentam incertezas de medição⁷, estas precisam ser combinadas.

Com a rigidez do RTM 2013 na exigência de condições de calibração próximas às do fluido medido, é importante que a influência destas variáveis seja avaliada. Como grande parte dos medidores já tem alguma compensação para as variações de pressão e temperatura, variações de vazão não é um grande obstáculo para os laboratórios e a especificação para a massa específica não é tão restritiva (considerando os fluidos de calibração utilizados), deve-se priorizar a análise do efeito da variação da viscosidade nas calibrações do medidor ultrassônico.

A API MPMS 5.8 [5], citada no RTM 2013, determina que o fator do medidor deva ser obtido em condições estáveis (vazão, densidade, viscosidade, pressão e temperatura) durante a calibração.

A API MPMS 4.5 [3] considera que a diferença entre as condições de calibração e as condições de operação contribui para uma maior incerteza do fator do medidor. Ela atende a outras tecnologias de medição de vazão além da ultrassônica.

A API MPMS 4.8 [4] recomenda a calibração *in situ* com as mesmas condições operacionais e do fluido. Afirma que a não reprodução das condições

⁷**Incerteza de medição:** Parâmetro não negativo que caracteriza a dispersão dos valores atribuídos a um mensurando, com base nas informações utilizadas. Fonte: Vocabulário Internacional de Metrologia – VIM 2012 [26].

operacionais, das propriedades do fluido e das instalações causa uma maior incerteza de medição.

Portanto, a análise dos resultados de calibrações de medidores de vazão ultrassônicos com fluidos de viscosidades diferentes em relação aos requisitos metrológicos do RTM 2013 se faz necessária.

1.1. Definição do problema da pesquisa

A calibração de medidores de vazão de petróleo *in loco* não é tão simples quanto possa parecer. Para atender plenamente aos requisitos do RTM 2013, a instalação de um provador poderia ser a melhor solução. Mas o petróleo é um produto não especificado, de composição química variada, com presença de água, salinidade, areia, produtos químicos (desemulsificantes, anti-incrustantes, etc.), componentes sulfurados, entre outros, que podem comprometer o funcionamento do equipamento, caso cuidados operacionais não sejam tomados. Após cada calibração neste cenário, deve-se fazer uma limpeza do provador, utilizando um fluido indicado pelo fabricante, possivelmente diesel, que precisará ser estocado em local próximo ao equipamento. A necessidade de válvulas especiais para o direcionamento do fluido para o equipamento pode ser outro fator complicador. Provadores compactos ou com pistão não são adequados para calibrar medidores ultrassônicos por terem volumes pequenos, sendo necessárias várias corridas. Os intervalos durante as mudanças de sentido do escoamento nestes tipos de provador podem comprometer a repetibilidade da medição⁸.

A instalação de um provador requer que ele esteja próximo ao sistema de medição e isto demanda alteração de projeto para sistemas já em funcionamento. Em unidades de produção antigas, com campos de petróleo já em fase madura, um investimento que requer obras dificilmente será justificado, principalmente por não gerar nenhum incremento de produção. Um campo maduro normalmente produz grande quantidade de água e nem sempre o sistema de tratamento disponível consegue enquadrar o petróleo com menos de

⁸**Repetibilidade de medição:** Precisão de medição sob um conjunto de **condições de repetibilidade**. Fonte: VIM 2012 [26].

Condição de repetibilidade de medição: Condição de medição num conjunto de condições, as quais incluem o mesmo procedimento de medição, os mesmos operadores, o mesmo sistema de medição, as mesmas condições de operação e o mesmo local, assim como medições repetidas no mesmo objeto ou em objetos similares durante um curto período de tempo. Fonte: VIM 2012 [26].

1% de água. Além da necessidade de modificações na planta existente, o provador precisará rotineiramente de atenção da operação. Este cenário ganha muito mais complexidade em um ambiente de plataforma de petróleo.

O medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito tem a grande vantagem de causar baixíssima ou nenhuma restrição ao escoamento (perda de carga). Não possui partes móveis e geralmente os transdutores acústicos podem ser trocados sem interrupção da produção.

Este tipo de medidor ultrassônico é um medidor de velocidade do escoamento. Nenhum dos fabricantes desta tecnologia cita em suas fórmulas teóricas qualquer parcela referente à viscosidade do fluido medido no cálculo da vazão. A vazão é função da velocidade média do escoamento e da área transversal do medidor. A velocidade média obtida na medição ultrassônica é igual à média das velocidades do perfil de escoamento.

Apesar da viscosidade não ser citada no grupo de fórmulas que definem a vazão, de modo geral sua equação pode ser escrita em função do o número de Reynolds, que relaciona as forças de inércia com as forças viscosas.

Segundo Hogendoorn et al. [22], quanto mais viscoso o óleo, mais críticos são os fatores que podem influenciar diretamente no aumento da incerteza de medição deste medidor. No artigo, estes fatores foram resumidos conforme abaixo:

- Atenuação acústica do sinal ultrassônico;
- *Crosstalk* (sinal acústico no meio fluido x sinal acústico na tubulação);
- Efeito de baixos números de Reynolds; e
- Efeito da variação da temperatura na viscosidade do fluido.

Os fabricantes, para compensar a atenuação acústica, desenvolveram novos transdutores, sendo que hoje muitos deles já podem operar em medidores com diâmetros da ordem de 24 polegadas, com fluidos de viscosidades cinemáticas tão altas quanto 500 mm²/s (500 cSt⁹). Em diâmetros menores, os medidores ultrassônicos do tipo tempo de trânsito podem medir fluidos com viscosidades ainda maiores.

Também, a calibração de medidores ultrassônicos em função do número de Reynolds já está estabelecida e comprovada. Na calibração de medidores ultrassônicos do tipo tempo de trânsito é possível utilizar um fluido de menor

⁹**Centistokes (cSt):** Unidade comumente utilizada para expressar a viscosidade cinemática, tendo valor numérico igual ao mm²/s no Sistema Internacional de Unidades - SI [25].

viscosidade mesmo que na sua aplicação operacional seja utilizado para medir outro fluido de maior viscosidade, bastando calibrar em faixas de Reynolds idênticas às de operação. Conceitualmente, isto se refere à similaridade cinemática (regimes de escoamento semelhantes).

Segundo Orlando e Do Val [40], os medidores ultrassônicos podem medir fluidos diferentes do utilizado na calibração obtendo baixas incertezas, desde que o perfil de velocidades do escoamento esteja totalmente desenvolvido. Este perfil é dependente do número de Reynolds e da rugosidade da tubulação. A calibração então poderia ser executada por meio de uma combinação de vazão e viscosidade, reproduzindo assim o número de Reynolds nas condições de operação.

Observa-se também que, segundo os fabricantes, seus medidores estão preparados para medir fluidos numa ampla faixa de viscosidades, desde unidades até centenas de *centistokes* (mm^2/s). A maior discussão é sobre a rigidez da tolerância de $\pm 20\%$ quando fluidos de baixas viscosidades são medidos, aparentando ser o RTM 2013 mais rígido na faixa a qual os medidores ultrassônicos operam com mais confiabilidade.

Após aqui apresentadas as exigências do órgão regulador, as características e comportamentos dos medidores ultrassônicos e como este assunto é tratado pelos fabricantes, é definida a questão principal que motiva esta dissertação: *qual a influência da viscosidade na medição ultrassônica de petróleo?*

As questões específicas que auxiliam na resposta à questão principal são:

- Como o assunto é tratado por outros órgãos reguladores no exterior?
- O limite de 20% de tolerância entre as viscosidades dos fluidos medido e utilizado na calibração pode ser ultrapassado, principalmente em baixas viscosidades?
- Se um medidor ultrassônico for calibrado com um fluido de baixa viscosidade e este for utilizado para medir fluidos com viscosidades maiores, haverá algum prejuízo para os interessados?

1.2. Objetivos geral e específicos

Os fatores apresentados na definição do problema de pesquisa dificultam a manutenção da rotina legal (requisitos do RTM 2013 aplicável) de calibração em

laboratórios com condições e propriedades do fluido próximas às encontradas no ponto de medição de petróleo. Diante disso, esta dissertação tem como objetivo geral discutir e avaliar a influência da viscosidade na calibração de medidores ultrassônicos utilizados na medição de petróleo.

Em termos específicos, a dissertação busca:

- avaliar a influência da variação da viscosidade no fator do medidor;
- avaliar estatisticamente a variação da viscosidade como mais uma influência no erro aleatório, podendo ser considerada nas incertezas de medição avaliadas;
- avaliar se o limite de $\pm 20\%$ na variação da viscosidade pode ser ultrapassado, principalmente quando utilizando fluidos de baixa viscosidade;
- avaliar o impacto do uso de um fator do medidor médio ou unitário para as diferentes vazões de calibração;
- avaliar se um medidor calibrado com fluido de uma determinada viscosidade pode ser utilizado para medir outro fluido, cuja viscosidade difira acima dos 20% citados no RTM 2013 e
- discutir se a rigidez do RTM 2013, relacionada à exigência para as condições operacionais de calibração, é necessária, ou se não se justifica, pelo pouco ou nenhum incremento na qualidade da informação dos volumes medidos.

1.3. Motivação

Dentre os fatores que motivaram este tema de pesquisa de mestrado destacam-se:

- i. buscar uma opção para o impasse criado entre a inexistência de laboratórios de calibração de vazão que atendam plenamente aos requisitos do RTM 2013 e as dificuldades técnicas e operacionais para calibrar medidores *in loco* utilizando provadores;
- ii. reduzir o risco de autuações que este cenário representa para as empresas produtoras de petróleo, sob regulamentação da ANP e
- iii. reduzir custos operacionais associados com calibrações em condições muito específicas ou com a operação e manutenção de um provador para calibrações *in loco*.

1.4. Estrutura da dissertação

Para melhor compreensão do tema estudado, o capítulo 2 reúne um embasamento teórico com um resumo sobre a legislação do petróleo no Brasil, a regulamentação técnica de medição de petróleo, as exigências legais para calibração de medidores de vazão, o comportamento do fluido e do escoamento e medição de vazão.

O capítulo 3 apresenta os princípios, aplicações e normas aplicáveis à medição de vazão ultrassônica por tempo de trânsito.

No capítulo 4 é apresentada a legislação para a medição de vazão de petróleo em alguns países, o medidor Krohne Altosonic V é caracterizado e é apresentada a metodologia de avaliação da incerteza do fator do medidor.

No capítulo 5 os dados são analisados e comparados com os limites permitidos pelo RTM 2013, por meio da avaliação do fator do medidor em relação ao limite permissível em diversas situações.

Conclusões sobre os resultados e recomendações estão apresentadas no capítulo 6, finalizando esta dissertação de mestrado.

2 Fundamentação teórica e regulatória

O petróleo é uma importante fonte de energia para qualquer país. É um recurso com grande influência na economia mundial, sendo motivo de crescimento ou de recessão dos países. Devido ao seu alto valor comercial, possui uma das mais vastas coleções de normas aplicáveis à medição de seu volume.

Conforme a produção de petróleo no Brasil vem crescendo nas últimas décadas, a medição deste fluido vem ganhando cada vez mais importância na área de exploração e produção. Isto é explicado basicamente pelo interesse da União, dos Estados e Municípios nos impostos pagos pelas empresas detentoras dos direitos de exploração e produção de petróleo no Brasil. Quando se fala de uma produção de petróleo da ordem de 350000 metros cúbicos por dia, segundo o Anuário Estatístico de 2015 [14], os valores pagos em impostos diretos chegam, somente pelo direito de explorar e produzir petróleo, a cifras bilionárias anualmente.

A medição de volume de petróleo normalmente é realizada de duas maneiras: em tanque ou em linha, sendo que nesta última é medida a vazão e o volume é calculado em um determinado intervalo de tempo. A medição da vazão é bastante complexa e não é direta. Quanto maior o valor comercial do fluido medido, maiores são as exigências para se chegar a um volume com a menor incerteza possível. No caso do petróleo, é preciso conhecer também a temperatura, a pressão, a densidade e o teor de água e sedimentos (BS&W). Tanto rigor com estas variáveis visa obter o volume líquido de petróleo mais correto possível, pois qualquer pequeno desvio pode significar milhões de dólares de prejuízo, para quem vende ou para quem compra, para quem paga impostos ou para quem os recebe.

Contudo, para medir com confiabilidade é preciso utilizar medidores de alto desempenho, e estes devem ser verificados e calibrados periodicamente. Aí começam a surgir algumas complicações. Como replicar as condições operacionais e as características do fluido medido em laboratórios? Uma possibilidade seria calibrar o medidor na própria instalação, mas nem sempre isto é possível. Nas plataformas marítimas o espaço é crítico e muitas vezes não

há como receber um equipamento para instalá-lo em série com o medidor e executar a calibração. Faz-se também necessário conhecer o comportamento dos medidores face às variações do fluido e às condições de operação para reduzir as variáveis de controle e realizar as calibrações em laboratório.

2.1. O Petróleo

O petróleo é originado de matéria orgânica, sedimentos e condições termoquímicas apropriadas. Normalmente a matéria orgânica é proveniente do ambiente marinho.

O petróleo já era conhecido há alguns milhares de anos. Foi utilizado por vários povos antigos, tais como babilônicos, egípcios, fenícios, gregos, romanos, incas e maias. As exsudações de petróleo eram comuns em todos os continentes. As principais aplicações eram em assentamento de tijolos, pavimentação, embalsamento de corpos, calefação de embarcações, impermeabilização, fins bélicos e iluminação.

A partir do primeiro poço comercial perfurado pelo coronel Drake em 1859 (Pensilvânia - Estados Unidos) foi iniciada a exploração e produção do petróleo no mundo. O primeiro subproduto foi o querosene, utilizado para iluminação em substituição ao óleo de baleia.

No Brasil, após quase uma centena de poços perfurados, foi descoberto o primeiro campo comercial em 1941, no município de Candeias, Bahia. Hoje, grande parte da produção nacional é obtida em campos marítimos na plataforma continental. Centenas de poços estão localizados em águas profundas, alguns instalados a mais de dois mil metros abaixo do nível do mar.

O petróleo é composto principalmente de hidrocarbonetos, podendo estar no estado gasoso ou líquido, na pressão de 101,325 kPa e temperatura de 20 °C. Além dos hidrocarbonetos, contaminantes também são encontrados na sua composição, tais como enxofre, nitrogênio, oxigênio e alguns metais. O petróleo encontra-se em estado líquido quando há mais moléculas de hidrocarbonetos maiores e em estado gasoso quando há mais moléculas menores. Para se obter os derivados, o petróleo em estado líquido é separado em diversas frações conforme a faixa de ebulição dos compostos.

Existe uma grande diversidade de tipos de petróleo. Características como cor, viscosidade, densidade e liberação de gás variam de campo para campo. São classificados em parafínicos, insaturados e aromáticos. De acordo com a

sua classificação, é possível saber quais subprodutos serão obtidos, em quantidades e qualidades diferentes, como gasolina e diesel, por exemplo.

Esta diversidade de tipos de petróleo não é diferente no Brasil. Há campos com petróleos de densidades baixas, médias e altas. Na própria Bacia de Campos, principal polo produtor do país atualmente, encontram-se petróleos considerados leves e pesados. Mesmo campos vizinhos podem ter reservatórios com petróleos completamente diferentes.

O petróleo no Brasil é encontrado nos Estados do Amazonas, Pará, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina.

2.2. Fundamentação regulatória

2.2.1. A política do petróleo no Brasil

A exploração do petróleo no Brasil remonta a meados do século XIX. Por meio do Decreto nº 2.266 de 1858, o Marquês de Olinda concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair material betuminoso às margens do Rio Maraú, na Bahia, para produzir querosene.

Em 1919 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil, que perfurou dezenas de poços, porém sem obter sucesso.

O Conselho Nacional do Petróleo foi criado em 1938, com a finalidade de avaliar os pedidos de pesquisa e lavra de petróleo no país. Foi criado também o Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que perfurou o primeiro poço descobridor de petróleo no Brasil, em Lobato, Bahia. Coincidentemente, o maior defensor da exploração de petróleo em terras brasileiras era o escritor Monteiro Lobato.

Em 1946 o país teve uma nova Constituição e iniciou-se a campanha nacionalista “O petróleo é nosso”, com o objetivo de defender a soberania nacional sobre este recurso. Na figura 1 é apresentada a fotografia de uma reunião desta campanha.

Em 1948 foi criado o Centro de Estudo e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional (CEDPEN) para articular junto à sociedade a campanha do petróleo no Brasil.



Figura 1 – Reunião da campanha “O PETRÓLEO É NOSSO”.

Fonte: blog.planalto.gov.br (acessado em 13/07/2014)

Em 3 de outubro de 1953 o então presidente do Brasil Getúlio Vargas assinou a Lei nº 2004, criando a PETROBRAS, conforme fotografia apresentada na figura 2.



Figura 2 – Getúlio Vargas assina a Lei nº 2004 criando a PETROBRAS.

Fonte: blog.planalto.gov.br (acessado em 13/07/2014)

Em 1963, a PETROBRAS passou a ter o monopólio integral sobre exploração, produção, importação e exportação de petróleo e derivados no país, até então abertas à iniciativa privada nacional e estrangeira.

Por meio da Emenda Constitucional nº 9 de 1995, que alterou o artigo nº 177 da Constituição Federal de 1988, a União passou a poder contratar empresas estatais ou privadas para realização das atividades que até então eram de exclusividade da PETROBRAS.

Em 1997, a Lei nº 9.478, conhecida como a Lei do Petróleo, flexibilizou o monopólio estatal do petróleo. Foi então criado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), esta última responsável pelas concessões de exploração e produção, agora também em regime de livre iniciativa.

Em 2000, a ANP e o INMETRO emitiram a Portaria Conjunta nº 1, aprovando o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural (RTM), que estabeleceu os requisitos mínimos para os sistemas de medição de petróleo e gás natural, de forma a garantir que os valores obtidos nas medições resultem no correto pagamento dos tributos e na distribuição destes para a União, Estados e Municípios. Este Regulamento foi revisado em 2013.

Após a descoberta de imensas jazidas de petróleo na camada geológica conhecida como Pré-Sal, situada nas Bacias de Campos e de Santos, foi instituído o regime de partilha da produção no Brasil, no qual o governo deixa de arrecadar somente tributos em moeda local e passa a receber também volumes de petróleo como pagamento pelo direito de explorar e produzir nesta nova fronteira petrolífera. Em 2010, a Lei nº 12.276, conhecida como a Lei da Cessão Onerosa, destinou 5 bilhões de barris de petróleo para a PETROBRAS. Ainda em 2010 a Lei nº 12.304 criou a estatal Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) para gerir os contratos de partilha e de comercialização dos volumes de hidrocarbonetos pertencentes à União. Por meio da Lei 12.351, também de 2010, o Ministério das Minas e Energia ficou responsável por celebrar os contratos de partilha da produção. Nesta mesma Lei foi criado um fundo social para o combate à pobreza e para o desenvolvimento, e também determina que a PETROBRAS é a única empresa operadora do Pré-Sal, com pelo menos 30% de qualquer sociedade contratada pela ANP para explorar e produzir hidrocarbonetos desta área. Esta exigência está sendo revista no projeto de lei do senado nº 131/2015. Em 2012, a Lei 12.734 estipulou as novas regras para distribuição de royalties.

2.2.2.

O Regulamento Técnico de Medição de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

O Regulamento Técnico de Medição vigente foi aprovado em 2013 pela Resolução Conjunta nº 1, emitida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). Como as riquezas do subsolo brasileiro pertencem à União, é preciso conhecer as quantidades de petróleo e gás natural que estão sendo extraídas pelas empresas concessionárias. Assim, o principal objetivo da regulamentação destas medições é a cobrança dos tributos. As medições de petróleo e gás natural também são importantes para a correta apropriação de parte destes tributos aos estados e municípios brasileiros. Este

Regulamento dispõe sobre medições fiscais, de transferência de custódia, de apropriação e operacionais de petróleo, definidas abaixo:

- Medição fiscal – Medição do volume de produção fiscalizada efetuada nos pontos de medição da produção a que se refere o inciso IV do art. 3º do Decreto n.º 2.705/98 e inciso X, do art. 2º da Lei 12.351/2010. Toda medição utilizada no cômputo da totalização das Participações Governamentais, inclusive as medições utilizadas no cálculo das Participações Especiais.
- Medição de transferência de custódia – Medição do volume de petróleo ou gás natural, movimentado com transferência de custódia, nos pontos de entrega e recebimento.
- Medição de apropriação – Medição a ser utilizada para determinar os volumes de produção a serem apropriados a cada poço.
- Medição operacional – Medição de fluidos para controle de processo, tanto de produção quanto de movimentação e estocagem de petróleo e gás natural, que não se enquadre como medição fiscal, de apropriação ou transferência de custódia.

O Regulamento estabelece as condições e requisitos mínimos, técnicos e metrológicos, para que os sistemas de medição de petróleo e gás natural possam produzir resultados com a exatidão necessária. Um sistema de gestão metrológica, baseado na NBR ISO-10012 [35], também é exigido para gerenciar o risco de medições incorretas.

Os sistemas de medição de petróleo e gás natural, de acordo com o RTM 2013, podem ser baseados em tanques ou em medidores de vazão em linha. Para se medir petróleo por meio de medidores de vazão em linha, é necessário também medir pressão e temperatura e corrigir o volume para as condições padrão de 101,325 kPa e 20 °C. Há necessidade de descontar ainda o volume de água residual ou teor de água e sedimentos, conhecido na indústria de petróleo como BS&W, para se obter o volume líquido deste fluido.

De forma a garantir a qualidade das medições e não ultrapassar os limites de erros máximos admissíveis, todos os componentes dos sistemas de medição precisam ser calibrados e inspecionados regularmente. A frequência mínima destas calibrações é estipulada pelo RTM 2013 de acordo com a aplicação e tipo de medidor empregado. A calibração de medidores de vazão de petróleo pode ser feita *in loco* ou em laboratório rastreável ao INMETRO, preferencialmente que pertença à Rede Brasileira de Calibração – RBC. A calibração na própria

instalação pode ser feita por meio de provadores volumétricos ou medidores padrão, sejam de trabalho ou de referência. O fluido utilizado na calibração é o próprio petróleo e as condições não devem ultrapassar limites definidos no RTM 2013 para 5 variáveis: vazão, massa específica, temperatura, pressão e viscosidade. Para o medidor a ser calibrado em laboratório, o RTM 2013 define limites somente para a vazão. Para massa específica, temperatura e viscosidade, é requerido que o fluido utilizado na calibração esteja em condições suficientemente próximas às do fluido a ser medido.

Para medidores de vazão, a frequência de calibração, segundo o RTM 2013, depende da tecnologia empregada e da aplicação, podendo variar de 3 a 12 meses. No caso específico do medidor ultrassônico em uso contínuo ou operacional, a frequência é de 6 meses para aplicações fiscais ou 12 meses para aplicações de apropriação ou transferência de custódia. No caso de medidor ultrassônico utilizado como padrão de trabalho, a frequência é 12 meses para qualquer tipo de aplicação.

Além das rotinas de calibração, a concessionária deve também coletar amostras dos fluidos para análises químicas e também testar poços regularmente para a correta apropriação da produção aos campos e poços.

2.2.3.

O INMETRO e as exigências para calibrações de medidores de vazão de petróleo

Por meio da Resolução Conjunta n° 1, o INMETRO, como órgão responsável pela metrologia legal no Brasil, conjuntamente com a ANP, determinou que os agentes regulados, a partir de dezembro de 2015, começassem a utilizar somente laboratórios acreditados, pertencentes à RBC ou, no exterior, ao ILAC ou IAAC. Isto determina que qualquer calibração feita nos equipamentos que fazem parte de um sistema de medição de petróleo ou gás natural precisa ser executada por empresa acreditada, mesmo que estes equipamentos estejam instalados em plataformas marítimas, no semiárido nordestino ou no interior da floresta amazônica. É um desafio gigantesco capacitar empresas e profissionais para atender a esta determinação, mas este esforço deve se refletir em uma melhoria da qualidade dos resultados obtidos nas medições destes fluidos.

No caso da calibração de medidores de vazão de petróleo, os laboratórios acreditados pela RBC estão buscando se adequar às exigências do RTM 2013, mas é extremamente complicado manter sob controle as variáveis requeridas

(vazão, temperatura, viscosidade e massa específica) durante uma calibração. Manter a vazão e a massa específica dentro das tolerâncias especificadas não é o principal problema. Já a viscosidade é muito dependente da temperatura e as duas precisam estar controladas independentemente para atender às especificações.

Para a medição de petróleo, os sistemas devem operar dentro de classes de exatidão conforme o RTM-Portaria 64 [24]. No caso de medições fiscais ou de transferência de custódia de petróleos com viscosidade dinâmica até 1000 mPa.s, o erro máximo admissível é de 0,3%. Para medições fiscais ou de transferência de custódia de petróleos com viscosidade acima de 1000 mPa.s e para medições de apropriação da produção, o erro máximo admissível é de 1%.

2.2.4.

Punições em caso de descumprimento da regulamentação de medição

Em caso de uma empresa deixar de efetuar a medição da produção de petróleo ou gás natural ou descumprir a regulamentação pertinente, a ANP poderá aplicar penalizações, tais como multas, advertências, interdição, apreensão e até suspensão do contrato de concessão de exploração e produção de petróleo. Ao descumprir as exigências do RTM 2013, o infrator está sujeito às penalidades das leis nº 9847/1997, nº 9933/1999 e da Portaria ANP nº 243/2003.

2.3.

Fundamentação teórica

2.3.1.

Fluido e escoamento

Fluido é uma substância que se deforma continuamente sob a ação de uma tensão de cisalhamento. Normalmente o fluido está na fase líquida ou gasosa.

Conforme Fox et al. [20], um fluido tratado como contínuo tem suas propriedades variando muito pouco de ponto a ponto. Estas propriedades (massa específica, temperatura, velocidade, pressão, etc.) são consideradas funções contínuas da posição e do tempo. As variações no tempo podem acontecer devido ao trabalho realizado sobre o fluido, ou por ele, ou devido à transferência de calor. A massa específica de uma pequena partícula do fluido

em um determinado ponto, em um determinado instante, pode ser representada pela variável

$$\rho(x, y, z, t). \quad (1)$$

De forma idêntica, se o fluido está em movimento, a velocidade instantânea de uma partícula fluida em um determinado ponto, em um dado instante, pode ser representada pela variável

$$u(x, y, z, t) \quad (2)$$

Em um escoamento em regime permanente, qualquer propriedade do fluido em determinado ponto não varia com o tempo, mas pode variar ponto a ponto. Por exemplo, a determinação da velocidade poderia ser representada por

$$\frac{\partial \vec{u}}{\partial t} = 0 \quad \text{ou} \quad \vec{u} = \vec{u}(x, y, z) \quad (3)$$

Como a velocidade relativa de um fluido, que satisfaz a hipótese do contínuo, numa superfície sólida deve ser zero, a maioria dos escoamentos é bidimensional ou tridimensional. É comum buscar modelos unidimensionais de escoamento para simplificar a análise.

As partículas do fluido também sofrem ação de forças de superfície e de campo. Pressão e atrito são exemplos de forças de superfície ou contato. Gravidade e eletromagnética são exemplos de forças de campo, que agem através das partículas. As forças de superfície que agem sobre as partículas fluidas geram tensões normais e de cisalhamento.

A tensão de cisalhamento aparece devido à viscosidade do fluido sob efeito de uma força. Quanto maior a viscosidade, maior a oposição do fluido ao movimento. Para um fluido sair do repouso, quanto maior for a sua viscosidade, maior será a tensão de cisalhamento necessária para fazê-lo escoar.

Considerando que a velocidade do fluido, quando próxima da parede interna da tubulação, tende a zero, a taxa de cisalhamento de um fluido é dada por

$$\text{Taxa de cisalhamento} = \frac{d\alpha}{dt} = \frac{du}{dy}, \quad (4)$$

onde α é o ângulo da deformação do elemento fluido ao ser submetido a uma força, aumentando a velocidade conforme se afasta da parede interna da tubulação, conforme mostrado na Figura 3.

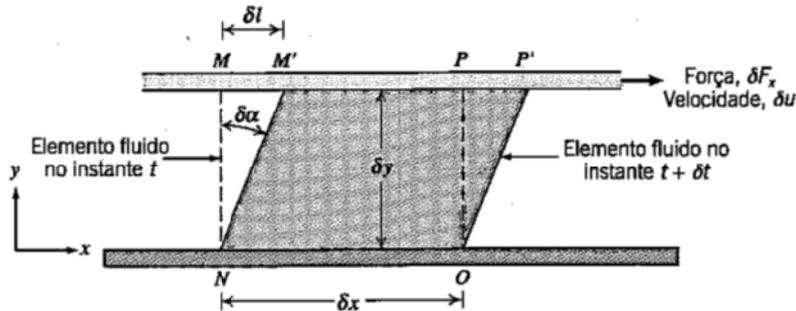


Figura 3 – Deformação de uma substância fluida ao ser submetida a uma força.

Fonte: Fox et al. [20]

Já a tensão de cisalhamento τ , para um fluido newtoniano, é a taxa de cisalhamento multiplicada por uma constante μ , chamada viscosidade dinâmica, de acordo com

$$\tau = \mu \frac{du}{dy} \quad (5)$$

Para um fluido não newtoniano, a tensão de cisalhamento pode não variar de forma proporcional à variação da taxa de cisalhamento conforme se afasta da parede. Os fluidos de comportamento não newtoniano ainda são divididos em várias categorias, tais como: pseudoplásticos, dilatantes, plástico de Bingham, reopéticos e tixotrópicos.

A razão entre a viscosidade dinâmica μ ou absoluta e a massa específica do fluido ρ é chamada de viscosidade cinemática ν , obtida conforme

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (6)$$

Para os fluidos não newtonianos, há diversas classificações e diversas equações empíricas para sua modelagem. A figura 4 apresenta o comportamento da viscosidade dinâmica ou aparente em função da taxa de deformação (cisalhamento). No gráfico é possível observar o comportamento dos fluidos newtoniano e não newtoniano (pseudoplástico e dilatante).

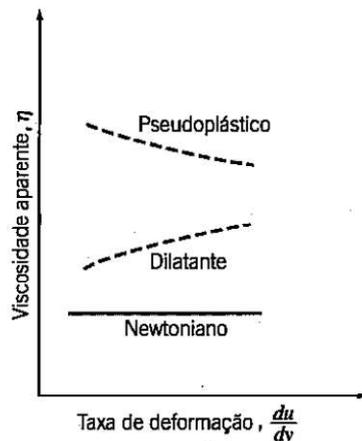


Figura 4 – Comportamento de fluidos newtonianos e não newtonianos

Fonte: Fox et al. [20]

Em qualquer processo utilizando ou produzindo um fluido, há necessidade de saber quanto deste fluido escoou num determinado espaço de tempo. Esta grandeza é chamada vazão. Em uma tubulação, a vazão pode ser determinada por uma quantidade de volume do fluido em uma determinada quantidade de tempo ou pela velocidade deste fluido multiplicada pela área de uma seção reta da tubulação. A vazão volumétrica Q pode então ser determinada por

$$Q = \frac{dV}{dt} = u \cdot A , \quad (7)$$

onde V é a quantidade de volume, t é a quantidade de tempo, u é a velocidade de escoamento do fluido e A é a área da seção reta da tubulação.

A vazão também pode ser expressa por meio da quantidade de massa que escoou por um determinado tempo. A vazão mássica ou gravimétrica é determinada por

$$\dot{m} = \frac{\partial m}{\partial t} \quad (8)$$

Além destes métodos, a diferença de pressão proporcionada por uma restrição ao fluxo também pode ser utilizada para o cálculo da vazão. Pelo RTM 2013, para medir petróleo somente são permitidos medidores de vazão volumétrica. O medidor mássico é permitido desde que a calibração seja volumétrica.

O escoamento de um fluido pode ter um comportamento laminar ou turbulento. No escoamento laminar, uma partícula do fluido escoar em uma única direção. Se forem analisadas diversas partículas, elas se direcionam no mesmo sentido, em trajetórias paralelas, sendo um escoamento unidimensional.

No escoamento turbulento, em um determinado instante, as diversas partículas podem ter velocidades em sentido e direção diversas. O fluido como um todo escoar numa direção, mas o escoamento de cada partícula é considerado tridimensional.

Para determinar se um fluido em escoamento tem o regime de escoamento laminar ou turbulento é calculado o número de Reynolds. Este número, adimensional, é função de características do fluido (viscosidade dinâmica μ e massa específica ρ), da velocidade do escoamento u e das dimensões do duto onde ele escoar (diâmetro D). O número de Reynolds então é calculado conforme

$$Re = \frac{\rho u D}{\mu} = \frac{u D}{\nu}. \quad (9)$$

A figura 5 mostra o comportamento das velocidades do fluido quando em escoamento laminar ou turbulento.

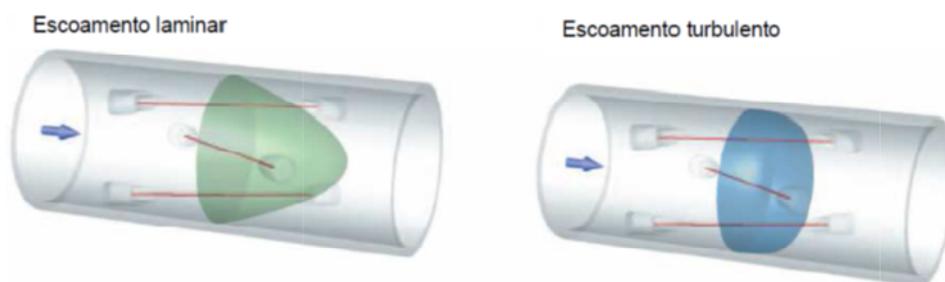


Figura 5 – Escoamento laminar e turbulento.

Fonte: Krohne (2005) e Silva [44]

O número de Reynolds é utilizado para determinar o regime de escoamento tanto para líquidos quanto para gases. Existem algumas pequenas divergências entre autores para o valor correto, mas geralmente abaixo de 2300 o regime é considerado laminar e acima de 4000 é considerado turbulento, para escoamento no interior de tubulações. Entre estes dois valores, o regime é de transição. Estes limites foram estipulados em aplicações práticas. Em laboratórios, sob condições especiais, consegue-se regime laminar com número de Reynolds da ordem de dezenas de milhares.

2.3.2. A medição de vazão

Segundo Delmée [18], a medição de vazão ganhou impulso no século XX devido ao crescimento das indústrias, que buscavam a substituição de processos em bateladas por processos contínuos. Foram desenvolvidos diversos tipos de medidores, baseados na aplicação de princípios físicos conhecidos em conjunto com novas tecnologias.

Quando o fluido medido é um gás, não há como informar um volume sem citar em quais condições de pressão e temperatura ele foi medido. Já para o líquido, geralmente considerado incompressível e com pouca variação de volume devido à temperatura, as condições de pressão e temperatura só são consideradas quando o fluido tem um alto valor comercial, como é o caso do petróleo. Segundo o RTM 2013, os volumes de petróleo e gás natural devem ser informados nas condições de referência de 20 °C e 101,325 kPa.

A vazão é considerada uma das variáveis de processo mais complicadas de se obter. Não existe medição direta, principalmente quando grandes volumes são envolvidos. Conforme mostrado nas equações 7 e 8, medem-se outras variáveis e calcula-se a vazão. Existem medidores volumétricos, mássicos e velocimétricos que atendem ao RTM 2013, ou seja, eles obtêm a vazão volumétrica de petróleo de forma indireta.

A tecnologia empregada para medir vazão é escolhida em função da aplicação, de exigência regulamentar ou normativa e do tipo de fluido a ser medido. A viscosidade elevada de um fluido, por exemplo, pode limitar em muito o uso de determinados tipos de medidores. Deve-se buscar um tipo de medidor que atenda à qualidade exigida com menores custos de aquisição e de manutenções necessárias. Considera-se adequado o medidor cujos resultados são obtidos com as menores incertezas, atendendo aos requisitos da aplicação.

O quadro 1 apresenta os tipos de medidores mais utilizados e suas aplicações mais comuns.

Quadro 1 – Tipos de medidores, tecnologias e aplicações mais comuns.

Tipos de medidores	Tecnologias de medição	Aplicações mais comuns
a) Placa de orifício	Pressão diferencial ou deprimogênio	Gases
b) Tubo Venturi	Pressão diferencial ou deprimogênio	Gases
c) Bocal sônico	Pressão diferencial ou deprimogênio	Gases
d) Tubo de pitot	Pressão diferencial ou deprimogênio	Gases
e) Annubar	Pressão diferencial ou deprimogênio	Gases
f) Rotâmetro	Pressão diferencial ou deprimogênio	Gases
g) Turbina	Velocimétrico	Líquidos e gases
h) Deslocamento Positivo	Velocimétrico	Líquidos
i) Mássico ou Coriolis	Gravimétrico	Líquidos e gases
j) Eletromagnético	Magnético	Líquidos eletricamente condutivos
k) Vórtex	Velocimétrico	Gases
l) Cone invertido	Pressão diferencial ou deprimogênio	Gases
m) Ultrassônico	Volumétrico	Líquidos e gases

Fonte: Adaptado de Delmée [18]

Em se tratando de medição de petróleo, alguns dos medidores citados no quadro 1 não podem ser utilizados por não atenderem às classes de exatidão requeridas pelo regulamento brasileiro. Para aplicações de medição fiscal, de apropriação ou transferência de custódia de petróleo, são comumente utilizados os medidores ultrassônico, mássico Coriolis, turbina ou de deslocamento positivo.

Os medidores ultrassônicos do tipo tempo de trânsito têm a incerteza de medição reduzida quando o perfil de velocidades do escoamento é completamente desenvolvido. Para que o perfil de velocidades esteja plenamente desenvolvido, um trecho reto a montante do medidor é requerido. Curvas, válvulas e outros acidentes causam variações significativas no perfil de velocidades. Por outro lado, características do fluido como viscosidade e massa específica, além de dimensões e rugosidade do trecho reto, causam perda de pressão, mas contribuem para o desenvolvimento pleno do perfil.

Quando um fluido entra em um trecho reto de tubulação, sua velocidade na camada limite próxima à parede da tubulação tende a zero. Por outro lado, a velocidade na região central aumenta. No início deste trecho, o fluido tem um comportamento mais viscoso próximo à parede e menos viscoso no centro do tubo. Conforme se afasta da entrada do trecho reto de tubulação, a camada limite avança em direção ao centro do tubo, o escoamento torna-se viscoso e o perfil tende a se estabilizar, conforme apresentado na figura 6. O escoamento

completamente desenvolvido é alcançado quando o perfil de velocidades não mais se altera conforme se avança no trecho reto de tubulação.

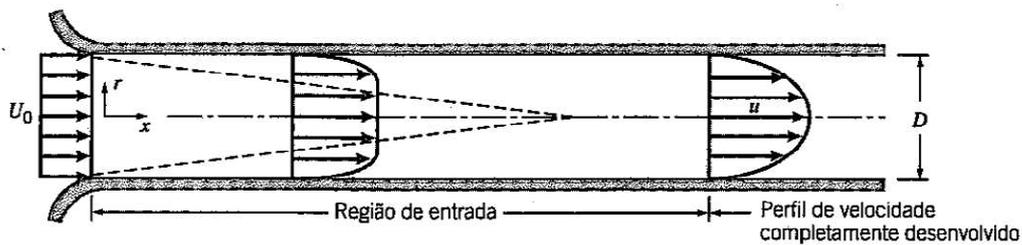


Figura 6 – Perfis de velocidades conforme o fluido avança num tubo reto.

Fonte: Fox et al. [20]

Para escoamento laminar, o perfil de velocidades é estabilizado a partir de uma distância equivalente a 140 vezes o diâmetro da tubulação. No escoamento turbulento, a camada limite avança mais rapidamente em direção ao centro do tubo e, conseqüentemente, o escoamento torna-se viscoso e a estabilização é alcançada em uma distância inferior à do escoamento laminar. Para escoamento turbulento, a estabilização é alcançada em uma distância equivalente a 25 a 40 vezes o diâmetro do tubo.

Após a estabilização do perfil, não haverá variação de velocidades no sentido axial do escoamento, mas somente no sentido transversal. Nesta condição, o medidor ultrassônico consegue determinar a velocidade média do escoamento e, conseqüentemente, a vazão.

O atrito entre a viscosidade do fluido e a rugosidade da tubulação, apesar de causar perda de carga, contribui para regularizar o perfil de velocidades em um trecho reto de tubulação. O fator de atrito f causa perda de carga e pode ser obtido por meio da equação 10, para escoamento laminar, e da equação 11, para escoamento turbulento:

$$f = \frac{64}{Re} \quad e \quad (10)$$

$$\frac{1}{f^{0,5}} = -2 \log \left(\frac{e/D}{3,7} + \frac{2,51}{Re f^{0,5}} \right), \quad (11)$$

onde e é a rugosidade interna da tubulação, D é o diâmetro interno da tubulação e Re é o número de Reynolds.

Observa-se que o número de Reynolds é utilizado para cálculo do fator de atrito nos dois tipos de escoamento, porém a rugosidade do tubo só tem influência no escoamento turbulento. Na equação 11 é necessária uma iteração para se determinar o fator de atrito.

O aumento da vazão causa maior atrito entre o fluido e a tubulação. Como consequência, aumenta a perda de carga.

3

Medidor de vazão ultrassônico do tipo tempo de trânsito

A medição ultrassônica tem se tornado uma das mais aplicadas atualmente. A flexibilidade de medir diversos fluidos, aliada a uma grande faixa de vazão e perda de carga praticamente nula, além de diagnósticos, tanto para o medidor quanto para o perfil de velocidades do escoamento do fluido, além de requerer pouca manutenção, contribuem para esta preferência. A tecnologia ultrassônica é utilizada na medição de vazão por meio dos medidores do tipo tempo de trânsito e do tipo Doppler. No primeiro, é avaliada a diferença entre os tempos de trânsito ou entre as frequências de ida e volta do sinal ultrassônico. No segundo, o sinal acústico é emitido continuamente e refletido nas impurezas ou bolhas contidas no fluido. Estas refletem e alteram a frequência do sinal medido pelo receptor, sendo a diferença proporcional à velocidade do fluido [18].

O medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito, por ser pouco intrusivo, praticamente não causa restrição ao escoamento ou perda de carga. Ele utiliza os tempos dos sinais sonoros que atravessam o fluido em uma seção oblíqua ao eixo axial da tubulação, entre pares de transdutores, obtendo assim a velocidade média do fluido.

É importante que o perfil de velocidades do fluido esteja bem desenvolvido, seja o regime de escoamento laminar ou turbulento, pois os medidores são normalmente calibrados nestas condições [40]. De forma a melhorar o perfil de velocidades, os fabricantes indicam que estes medidores devem ser instalados com um trecho reto de tubulação a montante do medidor. O tamanho necessário é dado em função do diâmetro interno da tubulação, em geral, 5 a 20 vezes. Um trecho reto a jusante do medidor também é indicado, geralmente com 5 vezes o diâmetro interno da tubulação. Um condicionador de escoamento também pode ser necessário, principalmente quando o trecho reto a montante está entre 5 e 10 vezes o diâmetro interno.

Como o fluido, escoando em uma tubulação, tem sua velocidade próxima à parede interna tendendo a zero, devido às propriedades do mesmo, à força de atrito e à rugosidade da parede interna, o perfil de velocidades somente se estabiliza após este fluido escoar em um trecho reto, propiciando assim uma condição melhor para a medição. Alguns fabricantes ainda reduzem o diâmetro

interno do medidor, de forma a garantir um regime de escoamento turbulento com perfil totalmente desenvolvido entre os transdutores acústicos, onde acontece a medição.

3.1.

Princípio de operação do medidor de vazão ultrassônico do tipo tempo de trânsito

A medição ultrassônica de vazão ganhou importância a partir da década de 80 devido ao grande desenvolvimento da eletrônica neste período. A utilização de circuitos eletrônicos microprocessados facilitou o cálculo da vazão e a consolidação dos volumes, fornecendo as medidas praticamente em tempo real.

Este medidor é baseado na técnica de medir a diferença entre os tempos de trânsitos de ida e de volta dos sinais acústicos que atravessam o fluido em uma direção inclinada em relação ao sentido de escoamento do fluido. Esta diferença entre os tempos de trânsito aparece quando as ondas sonoras que se propagam no sentido do escoamento são impulsionadas e levam um tempo menor entre os transdutores acústicos do que quando se propagam em sentido contrário, ou seja, no sentido contrário ao escoamento. A diferença entre os tempos medidos é fundamental na determinação da velocidade do fluido. A distância que separa os dois transdutores ultrassônicos é conhecida como caminho acústico. Com a velocidade média do fluido, calculada em função da diferença entre os tempos de trânsito, e a área transversal interna do medidor, determina-se a vazão do fluido.

Na figura 7, é apresentado o diagrama esquemático de funcionamento de um medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito. Os sinais ultrassônicos são emitidos alternadamente, determinando-se assim a diferença entre seus tempos de trânsito.

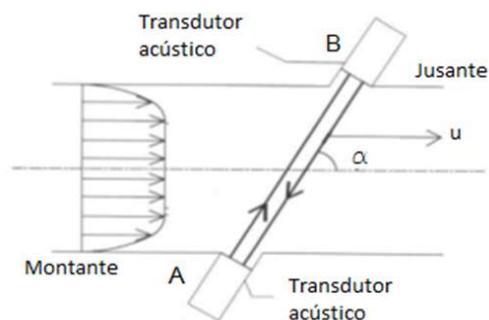


Figura 7 – Perfis de velocidades conforme o fluido avança em um tubo reto.

Fonte: Arantes [15]

Na figura 8 são apresentadas vetorialmente as velocidades dos sinais dos transdutores ultrassônicos u_{A-B} e u_{B-A} , a velocidade do som c no meio fluido e a velocidade do fluido u .

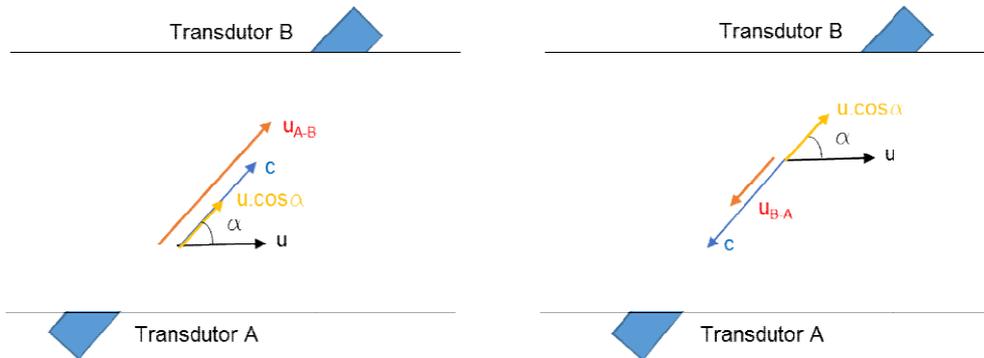


Figura 8 – Vetores de velocidades: do som no meio (c), do fluido (u) e do sinal ultrassônico (u_{A-B} ; u_{B-A}).

O sinal acústico, que viaja na velocidade do som no fluido c , tem sua velocidade aumentada pela componente da velocidade do fluido u , conforme equação 12. A equação 13 apresenta a situação inversa, ou seja, a velocidade do sinal acústico é reduzida pela componente da velocidade do fluido.

$$u_{AB} = c + u \cdot \cos \alpha \quad (12)$$

$$u_{BA} = c - u \cdot \cos \alpha \quad (13)$$

Os tempos de trânsito t_{AB} e t_{BA} são determinados pelo conjunto eletrônico do medidor. Também são calculados pela relação entre a distância L conhecida entre os transdutores e estas velocidades, conforme

$$t_{AB} = \frac{L}{u_{AB}} = \frac{L}{c + u \cdot \cos \alpha} \quad \text{e} \quad (14)$$

$$t_{BA} = \frac{L}{u_{BA}} = \frac{L}{c - u \cdot \cos \alpha} \quad (15)$$

Calculando-se diretamente a diferença entre os tempos de trânsito, não se consegue eliminar a velocidade do som no meio, diretamente relacionada com as características do fluido e condições de escoamento, conforme

$$\Delta t = t_{AB} - t_{BA} = \frac{L}{c+u.\cos \alpha} - \frac{L}{c-u.\cos \alpha} = \frac{2.L.u.\cos \alpha}{c^2-u^2.\cos^2 \alpha} = \frac{2.L.u.\cos \alpha}{c^2(1-\frac{u^2}{c^2}.\cos^2 \alpha)}. \quad (16)$$

Contudo, como a velocidade do som no meio é muito maior que a velocidade do fluido que está escoando, a equação 16 pode ser simplificada, conforme

$$\Delta t = \frac{2.L.u.\cos \alpha}{c^2}. \quad (17)$$

Com a equação 18, é possível determinar a velocidade média do fluido. Entretanto, como já citado, esta é dependente de características do fluido e condições de escoamento. No caso de escoamento igual a zero, o medidor ultrassônico pode determinar a velocidade do som no fluido, visto que a diferença entre os tempos de ida e de volta do sinal ultrassônico tem que se aproximar de zero. Em escoamento constante, a média entre estes tempos também pode ser utilizada na determinação da velocidade do som no fluido.

$$u = \frac{c^2(t_{AB}-t_{BA})}{2.L.\cos \alpha} \quad (18)$$

A velocidade média do fluido também pode ser calculada sem utilizar a velocidade do som. A partir das equações 14 e 15 chega-se nas equações 19 e 20, sendo esta última função também do diâmetro interno do medidor, D .

$$u = \frac{(u_{AB}-u_{BA})}{2.\cos \alpha} = \frac{L}{2.\cos \alpha} \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (19)$$

$$u = \frac{L^2}{2.D} \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \quad (20)$$

A utilização da equação 18 ou 20 é opção do fabricante. Analisando a equação 20, é possível observar que o fabricante também pode optar por medir as diferenças de frequência. As frequências dos sinais acústicos de ida e volta são aproximadamente iguais. Entretanto, o escoamento do fluido faz com que a frequência do sinal acústico de ida seja aumentada e a frequência do sinal acústico de volta seja reduzida.

Caso as velocidades do escoamento em qualquer ponto da área transversal do medidor fossem iguais, estas equações seriam suficientes, mas o

perfil, seja laminar ou turbulento, tem velocidades diferentes. Quando se afasta do centro, em qualquer direção rumo à parede interna da tubulação, as velocidades das camadas vão se reduzindo, sendo praticamente zero na parede. Para compensar esta variação de velocidades, um fator é introduzido nas equações. Este fator é determinado a partir do número de Reynolds e do coeficiente de atrito.

Estas equações têm um bom resultado quando o fluido medido tem o seu perfil de velocidades de escoamento turbulento e totalmente desenvolvido. Para que o medidor não fique totalmente dependente desta condição, foram introduzidos mais pares de transdutores com vários caminhos acústicos. Entre os equipamentos comercialmente disponíveis e costumeiramente utilizados pela indústria está o medidor Krohne Altosonic V, com cinco canais e objeto de estudo nesta dissertação.

A sequência de operações típicas de um medidor de vazão ultrassônico do tipo tempo de trânsito consiste de: emissão do sinal acústico, recepção do sinal, conversão do sinal para processamento, tratamento do sinal, cálculo da velocidade média do fluido, cálculo da vazão volumétrica do fluido e atualização do valor informado. Normalmente, o resultado das medições é atualizado a cada segundo, a partir de uma análise de certa quantidade de dados, podendo ser a média, um amortecimento da curva ou uma interpolação.

3.2.

Transdutores acústicos do medidor de vazão ultrassônico do tipo tempo de trânsito

O transmissor ultrassônico converte um sinal elétrico em sinal acústico. De forma contrária, o receptor converte o sinal acústico em sinal elétrico. O sinal ultrassônico tem frequência maior que 20 kHz, acima da faixa audível pelo ser humano. O medidor ultrassônico utiliza pelo menos um par de transdutores. O transdutor é basicamente um cristal piezoelétrico que faz a função de ambos os componentes, ou seja, tanto emite quanto recebe o sinal acústico. Um sinal acústico característico, conhecido como assinatura, com frequências e amplitudes definidas por cada fabricante, é utilizado de forma a não ser confundido com outros sinais de equipamentos da planta de processo. Quando são utilizadas frequências da ordem de 1 MHz, mais adequadas para medição de líquidos, o sinal é mais estreito e direcionado.

Para medir em diversas condições de escoamento e diferentes diâmetros, os transdutores podem ter vários tipos de arranjos. Para diâmetros menores que

75 mm (3 polegadas), não há distância adequada para medir a diferença dos tempos de trânsito e os transdutores precisam ser montados no sentido longitudinal do escoamento. Da mesma forma, para os transdutores montados inclinados, a velocidade do sinal acústico é aumentada no sentido do escoamento e reduzida contra ele, calculando-se assim a vazão em função desta diferença dos tempos de ida e volta. A figura 9 apresenta dois modelos de medidor com sensores axiais.

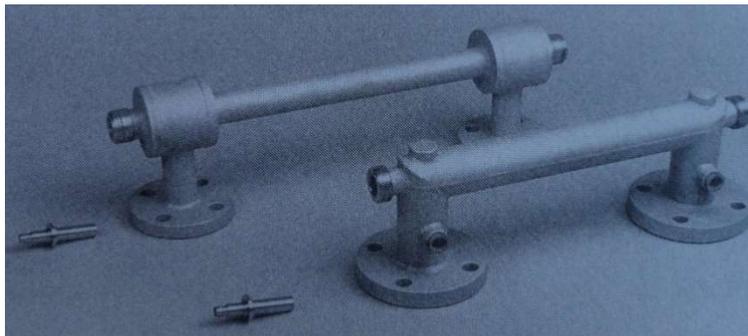


Figura 9 – Medidores ultrassônicos com transdutores no eixo longitudinal.

Fonte: Spitzer [46]

A maioria dos medidores comerciais de 5 a 75 cm (2 a 30 polegadas) utilizam a montagem dos transdutores radial e inclinada, geralmente em um ângulo próximo de 45°. Este tipo de instalação pode ser utilizado em diâmetros maiores, até o limite de 3 m, conforme Spitzer [46]. A figura 10 apresenta um medidor deste tipo. A figura 11 apresenta detalhes de uma montagem com transdutor removível em fluxo. Em caso de falha ou necessidade de limpeza, ele pode ser removido sem parar a operação ou o escoamento do fluido.



Figura 10 – Medidor ultrassônico com transdutores radial e inclinado.

Fonte: Optisonic flowmeter (www.krohne.com)

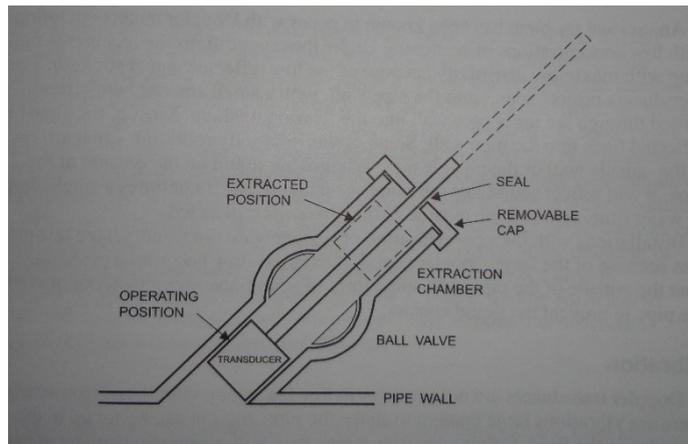


Figura 11 – Transdutor ultrassônico removível em escoamento.

Fonte: Spitzer [46]

Outro tipo de montagem dos transdutores, utilizada em medidores muito grandes ou instalações complexas, é feita no próprio local. Geralmente utilizam vários pares de transdutores, montados em toda a circunferência da tubulação, conseguindo medir escoamentos com perfis de velocidades assimétricos.

Ainda há o medidor com transdutores externos, conhecido como *clamp-on*, cuja montagem é feita utilizando uma régua para o posicionamento correto dos sensores, em contato direto com a parede externa da tubulação. Outra possível montagem é utilizando a própria tubulação da instalação, com perfurações para alojar os transdutores, normalmente com válvulas para facilitar a troca dos mesmos. Estes dois tipos de instalação são utilizados para o medidor ultrassônico do tipo Doppler.

3.3. Perfil de velocidades

O medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito não mede volume diretamente. A velocidade média do fluido é obtida por meio da diferença entre os tempos de trânsito do sinal acústico. Daí surge a necessidade de compreender o comportamento do escoamento do fluido e seu perfil de velocidades. Para um escoamento laminar completamente desenvolvido no interior de um duto circular, a velocidade média u_{LAM} pode ser escrita em função da velocidade máxima no centro da tubulação [20], conforme

$$u_{LAM} = u_{MAX} \left[1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right], \quad (21)$$

onde u_{MAX} é a velocidade máxima no centro da tubulação, r é a distância entre um ponto qualquer da tubulação e o eixo da tubulação, e R é o raio do duto.

Já a equação 22 calcula a velocidade u_{TURB} para um escoamento turbulento em tubo liso com perfil de velocidades completamente desenvolvido, também função da velocidade máxima no centro do tubo [20]. A variável n é função do número de Reynolds, calculado para a velocidade máxima ($n = -1,7 + 1,8 \log Re$):

$$u_{TURB} = u_{MAX} \left(1 - \frac{r}{R}\right)^{\frac{1}{n}}. \quad (22)$$

Para o regime de escoamento turbulento, o fator de atrito precisa ser considerado, por ter uma influência muito maior no escoamento, podendo ser calculado pela equação 11. Somente após o uso de circuitos eletrônicos microprocessados foi possível lidar com expressões mais complexas, fornecendo resultados das medições em tempo real, o que explica o avanço desta tecnologia a partir da década de 80.

Quanto maior a velocidade no regime turbulento, maior é o atrito. A velocidade média se aproxima da velocidade máxima. Quando cessa a mudança no perfil de velocidades, mesmo com o aumento da vazão, o perfil está completamente desenvolvido.

A exatidão¹⁰ do medidor é primordialmente definida pela sua instalação e pelo modo como ele determina a velocidade média sob as várias condições de escoamento do fluido. Um número maior de pares de transdutores melhora a exatidão na determinação da velocidade média, pois caracteriza melhor o perfil de velocidades do escoamento. As velocidades médias determinadas pelos pares de transdutores deverão ser integradas, ponderadas de acordo com as posições geométricas dos pares de transdutores [40]. A equação 23 demonstra como se calcularia a vazão média Q em um medidor de quatro pares de transdutores:

$$Q = A. (k_1 \cdot u_1 + k_2 \cdot u_2 + k_3 \cdot u_3 + k_4 \cdot u_4), \quad (23)$$

onde A é a área da seção reta do medidor, k_i é o fator de ponderação para as velocidades médias u_i , determinadas por cada par de transdutores.

¹⁰**Exatidão:** Grau de concordância entre um valor medido e um valor verdadeiro de um mensurando. Fonte: Vocabulário Internacional de Metrologia – VIM 2012 [26].

A maior restrição ao uso do medidor ultrassônico é utilizá-lo quando o fluido está na zona de transição, entre escoamento laminar e turbulento, pois nesta condição não se conseguem leituras estáveis.

3.4. Aplicações e boas práticas

Basicamente, os principais requerimentos para o uso de um medidor ultrassônico são instalações adequadas para garantir um escoamento estabilizado e completamente desenvolvido. Os diâmetros do medidor e dos trechos retos de tubulação devem ser adequados, de forma que o perfil de velocidades esteja totalmente desenvolvido e o escoamento seja turbulento, principalmente quando o medidor possui somente um par de transdutores.

Um medidor com múltiplos canais pode não necessitar de conhecimento prévio do perfil, porém um escoamento com redemoinhos compromete a exatidão do medidor.

A presença de acidentes (curvas, válvulas, etc.) a montante do medidor provoca distúrbios no perfil de velocidades. Caso não seja possível instalar um longo trecho reto a montante do medidor, alguns artifícios devem ser avaliados para melhorar o perfil como, por exemplo, um retificador de escoamento.

A calibração de medidores ultrassônicos do tipo tempo de trânsito requer cuidados da mesma maneira que para outras tecnologias. No caso deste medidor, o laboratório deve proporcionar um perfil de velocidades de escoamento totalmente desenvolvido e invariável durante cada corrida, seja o escoamento laminar ou turbulento. Durante a calibração, deve-se evitar medir no início e final do escoamento. Esta transição da vazão causa erros entre os resultados do padrão e do medidor que podem comprometer o uso deste medidor em determinadas aplicações. O ideal é começar e terminar a contabilização dos volumes tanto no padrão quanto no medidor com o escoamento estabilizado.

A variação da temperatura tem influência na velocidade do som no fluido e, conseqüentemente, no sinal acústico, podendo influenciar na exatidão do medidor. Entretanto, a eletrônica microprocessada dos medidores mais recentes compensa estas variações a partir da medição da temperatura do fluido no corpo do medidor.

Basicamente, o que diferencia um fabricante do outro em relação à qualidade dos seus medidores ultrassônicos é a exatidão dos algoritmos

utilizados na determinação da velocidade média do escoamento, a partir da medição dos tempos de trânsito.

O intervalo de indicação¹¹ do medidor ultrassônico usualmente é de 1:10, com velocidade média mínima do fluido igual a 1 m/s. Velocidades menores que esta podem ser medidas, mas com uma incerteza maior. Para que este intervalo não seja ultrapassado, alterações no diâmetro do medidor e dos trechos retos de tubulação, a montante e jusante, podem ser necessárias.

O fluido medido não deve conter bolhas de gás. Bolhas pequenas dispersas no líquido absorvem o sinal acústico e causam atenuação ou perda do mesmo. O motivo é que os gases têm impedância acústica muito menor que os líquidos. Por outro lado, metais têm impedância acústica muito maior que os líquidos e reduzem o tempo de trânsito. Mesmo assim, o medidor ultrassônico tolera certa quantidade de material suspenso, sejam bolhas de gás ou partículas de metal. Qualquer sólido suspenso no líquido deve ter sua influência avaliada no sinal acústico.

3.5.

Instalação típica para um medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito em aplicação de medição fiscal de petróleo

Para uma aplicação de medição fiscal de petróleo, o volume informado pelo medidor ultrassônico é obtido de uma forma bruta e precisa ser corrigido para as condições padrão de pressão e temperatura, ou seja, 101,325 kPa e 20 °C. É corrigido também pelo fator de calibração do medidor e é subtraída a parcela referente ao teor de água no petróleo. A equação 24, comumente utilizada na indústria de petróleo, refere-se ao volume líquido de petróleo V , obtido pelo medidor ultrassônico, geralmente a cada segundo, com as devidas correções. Estes cálculos são executados por um computador de vazão.

$$V = V_{Bruto} \cdot MF \cdot CTL \cdot CPL \cdot (1 - BS\&W) \quad (24)$$

onde V_{BRUTO} é o volume bruto de petróleo, MF é o fator de calibração do medidor, CTL é o fator de correção para a temperatura do fluido, CPL é o fator de correção para a pressão do fluido e $BS\&W$ é o teor de água no petróleo.

¹¹**Intervalo de indicação:** Conjunto de valores compreendidos entre duas indicações extremas. Fonte: Vocabulário Internacional de Metrologia – VIM 2012 [26].

Para as correções devidas à temperatura e à pressão, há necessidade de monitoramento em tempo real destas variáveis. Assim, sensores e transmissores são montados no conjunto e enviam suas informações para o computador de vazão. O fator de calibração do medidor é obtido durante o processo de calibração. Já para a subtração do teor de água, caso seja instalado um analisador de *BS&W*, este informará diretamente ao computador de vazão para a correção em tempo real. Contudo, este é um equipamento não exigido pelo RTM 2013. Para uma instalação sem analisador de *BS&W* em linha, são necessárias coletas periódicas para obtenção da porcentagem de água e posterior correção dos volumes de petróleo. Um sistema de amostragem proporcional à vazão é requerido pelo RTM 2013. Pequenos volumes do fluido são retirados por este equipamento e, ao final de um dia de produção ou de um descarregamento, são misturados para as análises do teor de água no petróleo. A figura 12 apresenta um típico sistema de medição de petróleo utilizando a tecnologia ultrassônica.



Figura 12 – Sistema de medição de vazão de petróleo.

Fonte: Petrobras

3.6.

Normas aplicáveis para um sistema de medição ultrassônica de petróleo indicadas pelo RTM 2013

Na medição fiscal de petróleo, um dos componentes mais importantes do sistema de medição é o computador de vazão. Este equipamento deve corrigir o volume medido para as condições de referência em intervalos curtos, da ordem de segundos. O cálculo base de um computador de vazão foi apresentado na

equação 24. As regras que definem a correção do volume bruto informado pelo medidor de vazão estão citadas no RTM 2013. Para corrigir um volume medido nas condições operacionais, os fatores de correção de pressão e temperatura devem ser calculados e utilizados para informar este volume nas condições de 101,325 kPa e 20 °C.

Quanto à ordem de prioridade para atendimento às normas, primeiramente devem ser utilizadas as emitidas pela ABNT, em seguida as emitidas pela International Organization for Standardization (ISO), da qual o Brasil é membro ativo e, por último, documentos e recomendações de outras entidades, como por exemplo, do American Petroleum Institute (API). Abaixo estão especificadas as normas a serem adotadas para a correção do volume medido de petróleo.

1. Dilatação térmica do fluido: determinar o CTL, fator de correção devido à diferença de temperatura entre as condições operacionais e a temperatura de referência, 20 °C. A correção é baseada numa grande base de dados de tipos de petróleo encontrados em várias partes do mundo e é calculada a partir da variação da massa específica do óleo com a temperatura. Para esta correção, a ANP cita a norma ISO 91-2 [27] e a API MPMS 7.2 [6].
2. Compressibilidade do fluido: determinar o CPL, fator de correção devido à diferença de pressão entre as condições operacionais e a pressão de referência, 101,325 kPa. A correção é baseada na equação da compressibilidade do líquido, que utiliza, além do fator de compressibilidade do óleo, as pressões de operação e de equilíbrio do óleo. Para esta correção, a ANP cita a norma ISO 9770 [30] e a API MPMS 11.2.1M [7].
3. Teor de água no petróleo: a parcela referente ao BS&W é determinada em porcentagem do volume bruto. A correção é simples, bastando descontar esta parcela do volume bruto. O ensaio para determinação do BS&W mais comum é a centrifugação.
4. Fator de calibração do medidor: relação entre os volumes do padrão e medido durante o processo de calibração.

Para a medição do volume de petróleo em linha, caso do medidor ultrassônico, é citada a API MPMS 21.2 [10] e o adendo API MPMS 21.2-A1:2000 [11].

Os cálculos dos volumes medidos de petróleo devem atender à norma ISO 4267-2 [28].

3.6.1.

Normas para o medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito na medição de petróleo

Apesar das normas ABNT e ISO terem prioridade em relação às recomendações normativas do API, no RTM 2013 não são citadas as normas ABNT NBR 16198 [1] e ISO 12242 [31]. Somente é citada a API MPMS 5.8 [5] que, por ser emitida por uma entidade privada, não é considerada como norma, mas é apresentada neste trabalho. Este documento descreve princípio de funcionamento, aplicações, instalações, calibração, operação e avaliação de desempenho do medidor ultrassônico.

Este documento se aplica somente ao medidor ultrassônico de mais de um canal, montado num *spool* (tubo com terminações flangeadas) e com transdutores fixos permanentemente.

A figura 13 representa uma instalação recomendada para o medidor ultrassônico.

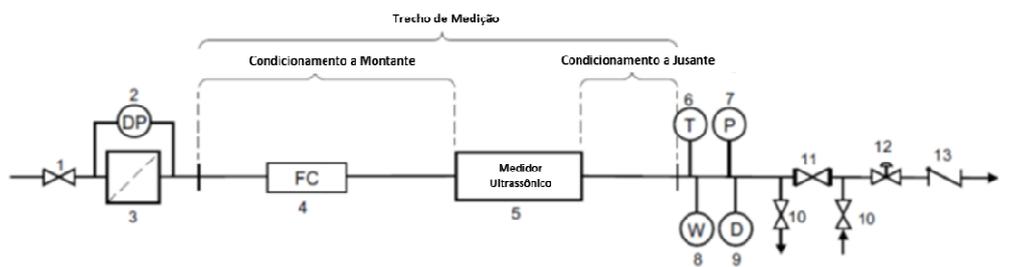


Figura 13 – Instalação típica de um sistema de medição de vazão de petróleo.

Fonte: API MPMS 5.8 [5]

Na Figura 13, estão representados os seguintes componentes:

1. Válvula de bloqueio
2. Dispositivo medidor de pressão diferencial
3. Filtro ou eliminador de vapor

4. Condicionador de escoamento
5. Medidor de vazão ultrassônico
6. Medidor de temperatura
7. Medidor de pressão
8. Poço termométrico
9. Densímetro
10. Válvulas para o sistema de calibração
11. Válvula de bloqueio duplo
12. Válvula de controle de escoamento
13. Válvula de retenção

O trecho de medição, ou *meter run*, é composto pelos trechos a montante e jusante, pelo condicionador de escoamento e pelo medidor ultrassônico. O condicionador de escoamento reduz distorções no escoamento e evita que redemoinhos cheguem até o medidor, o que poderia influenciar na exatidão do valor medido. Normalmente um trecho de medição composto por um trecho a montante com tamanho equivalente a 10 vezes o diâmetro interno, um condicionador de escoamento e um trecho a jusante com tamanho equivalente a 5 vezes o diâmetro interno é suficiente para atender aos requisitos da maioria dos fabricantes. Durante o projeto do sistema de medição utilizando um medidor ultrassônico, as nuances da instalação deverão ser avaliadas para a determinação do trecho de medição mais adequado [5].

Quando em calibração, as condições de operação devem permanecer estáveis, principalmente vazão, densidade, viscosidade, temperatura e pressão. A calibração *in loco* pode ser preferível, porém as condições operacionais podem afetar a exatidão e a repetibilidade do medidor. Variações na vazão, no perfil de velocidades do escoamento e a presença de contaminantes podem afetar a calibração. Por outro lado, a calibração em laboratório tem as condições operacionais estáveis, mas pode não refletir as condições de operação e instalação.

Diferentemente dos medidores do tipo turbina ou deslocamento positivo, o medidor ultrassônico não tem uma saída de pulsos gerada mecanicamente. Após medir os tempos de trânsito, calcular a velocidade média e a vazão, o volume calculado durante um período é informado por meio de pulsos eletronicamente criados. O intervalo de tempo decorrido entre a passagem do volume e a informação dada pelo medidor, dependendo do método de calibração, pode comprometer a repetibilidade e a exatidão do medidor. A

relação entre o volume medido e a quantidade de pulsos de saída pode ser configurada no medidor.

Os desvios de calibração podem ser corrigidos pelo fator de calibração do medidor ou pelo fator construtivo, conhecido como fator K . Preferencialmente deve-se utilizar o fator de calibração do medidor MF por motivo de rastreabilidade e por permitir o acompanhamento do comportamento do medidor. Quando o medidor é utilizado em aplicações com variações de vazão, o uso de vários fatores do medidor pode ser recomendado, porém precisa ser auditável.

Após troca de transdutores acústicos, cabos ou partes eletrônicas, deve-se fazer o ajuste de zero no medidor. Este ajuste consiste em verificar se a saída está nula quando o medidor está com escoamento bloqueado ou nulo.

O medidor tem vários itens configuráveis ou parametrizáveis. Verificar item a item periodicamente é operacionalmente impossível. Uma forma de monitorar qualquer alteração de configuração no medidor é por meio do *check-sum*, onde a eletrônica do medidor utiliza um algoritmo que leva em consideração os valores configuráveis e parametrizados. Qualquer alteração de configuração ou parametrização é refletida no *check-sum* e seu valor deve constar no relatório de calibração, como boa prática. Também deve constar a versão do *firmware*¹² do medidor para que juntos facilitem a identificação de qualquer alteração de configuração.

O medidor ultrassônico fornece informações que ajudam no diagnóstico de eventuais falhas, sejam causadas por algum problema interno ou por alterações no escoamento ou nas características do fluido. A análise dos vários parâmetros, tais como ganho, relação sinal/ruído, relação velocidade de canal/velocidade média do escoamento, velocidade do som no fluido, porcentagem de falhas de medição dos canais, entre outros, facilita o diagnóstico em caso de falhas.

3.6.2.

Considerações da API MPMS 5.8 sobre a relação entre o número de Reynolds e o fator de calibração do medidor ultrassônico

O número de Reynolds quantifica a relação entre as forças inerciais e as forças viscosas de um fluido quando em escoamento. Se o comportamento do petróleo for newtoniano e o perfil de velocidades estiver totalmente desenvolvido, o medidor ultrassônico poderá ser avaliado em combinações de diferentes vazões e viscosidades que tenham números de Reynolds idênticos. Isto implica

¹²**Firmware** – Programa computacional (*software*) e componentes eletrônicos (*hardware*).

dizer que a calibração em laboratório de um medidor ultrassônico, com vazões e fluidos diferentes da aplicação, poderia ser válida desde que na mesma faixa de números de Reynolds.

Quando o perfil de velocidades está completamente desenvolvido, a velocidade do fluido varia de zero, na parede interna da tubulação, até a máxima, no eixo axial da tubulação. Quanto maior o número de Reynolds, menor o gradiente de velocidade, conforme representado na figura 14.

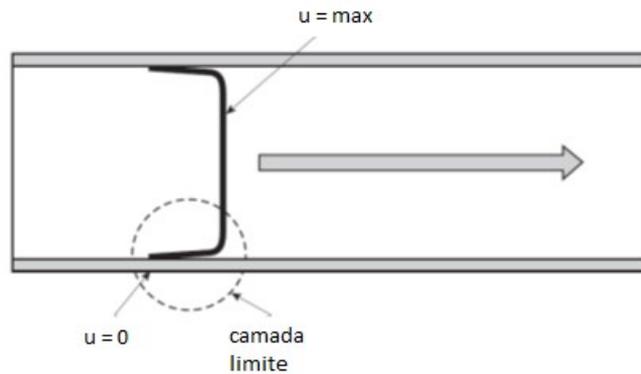


Figura 14 – Camada limite e perfil de velocidades.

Fonte: API MPMS 5.8 [5]

Se as diferentes vazões e viscosidades produzirem o mesmo número de Reynolds, a espessura da camada limite será a mesma. A figura 15 representa a espessura da camada limite para números de Reynolds iguais com diferentes vazões e viscosidades.

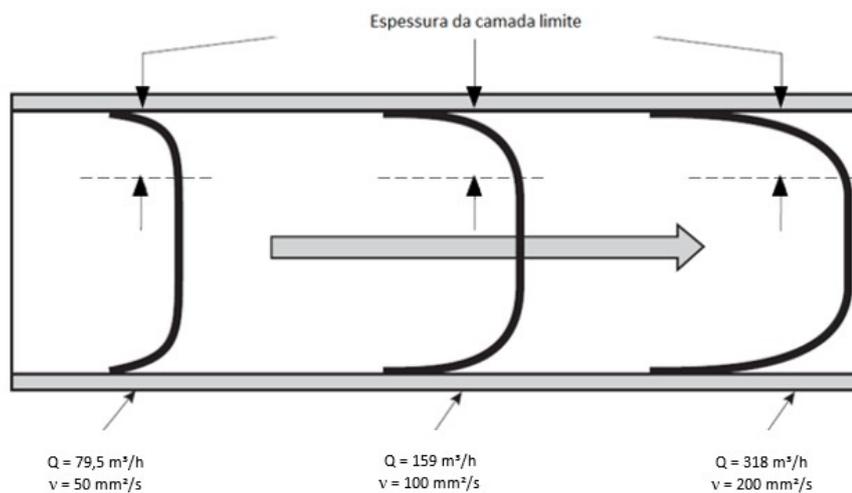


Figura 15 – Camada limite para o mesmo número de Reynolds com diferentes vazões e viscosidades.

Fonte: API MPMS 5.8 [5]

A figura 16 apresenta o comportamento do fator de calibração de um medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito, com 16 polegadas de diâmetro, testado com diversas vazões e três viscosidades diferentes. Fica evidente que o fator do medidor apresenta valores muito próximos para números de Reynolds idênticos, na transição de um fluido para outro.

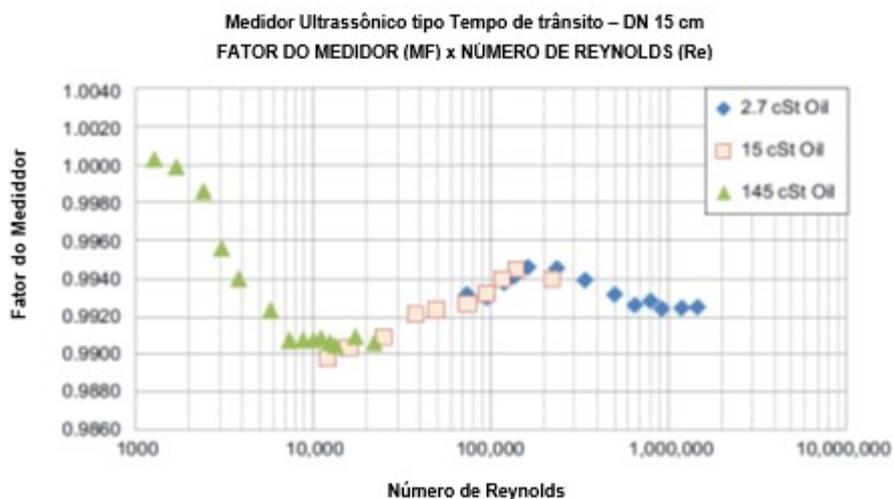


Figura 16 – Comportamento do fator de calibração do medidor ultrassônico quando calibrado com óleos de viscosidades iguais a 2,7 mm²/s, 15 mm²/s e 145 mm²/s.

Fonte: API MPMS 5.8 [5]

4 Medição de vazão de petróleo

Um dos grandes desafios na medição de vazão é identificar a tecnologia mais adequada para executar esta tarefa. Preocupações com tecnologia, manutenção, perda de carga, calibrações e atendimento aos requisitos legais, considerando ainda as características do petróleo a ser medido, são constantes na vida do projetista de um sistema de medição.

Para os sistemas de medição de petróleo, a exigência de calibração do medidor de vazão *in loco* ou reproduzindo as condições de campo em laboratório durante a calibração tem causado grandes transtornos para as operadoras do setor. Exigências de calibrações com condições operacionais e do fluido idênticas às condições de medição, sem considerar o tipo de tecnologia empregado, induzem a empresa ao uso de provadores instalados próximos aos sistemas de medição. Quando isto não é possível, a única solução é recorrer aos laboratórios de calibração que, com limitações de tipos de fluido e condições não totalmente controladas durante o processo, não conseguem atender na íntegra ao requisito.

Em uma parte considerável de projetos de medição fiscal de petróleo no Brasil, principalmente nos sistemas de unidades *offshore*¹³, optou-se pelo uso do medidor ultrassônico do tipo tempo de trânsito do fabricante Krohne, marca Altosonic V. A escolha foi baseada na baixa perda de carga no medidor, ausência de partes móveis e atendimento aos requisitos de medição fiscal de petróleo. Ele é utilizado como medidor padrão de trabalho e fiscal de operação.

A regulação da medição de petróleo no Brasil impõe condições não muito fáceis de serem atendidas, principalmente em unidades que já estavam operando antes mesmo da existência da ANP. Alterações de projetos em unidades marítimas, instaladas a, pelo menos, 80 km da costa brasileira, merecem cuidados extremos. Qualquer operação simples se torna complexa por sempre envolver riscos relacionados à segurança. A falta de espaço e o limite de peso são fatores preponderantes em qualquer alteração de projeto. Além disso, um projeto de um sistema de medição compete com outros projetos necessários

¹³ **Unidades offshore** – Plataformas marítimas de produção de petróleo.

para manter o sistema produtivo da unidade. Desta forma, ter a instalação de um provador para calibrar medidores de vazão de petróleo in loco, atendendo aos requerimentos do RTM 2013, não é uma solução tão simples.

Assim, faz-se necessário avaliar estas exigências da regulação nacional do setor, apresentando argumentos claros e objetivos, para que não se tornem barreiras intransponíveis, o que não interessaria nem às operadoras, nem ao Governo Brasileiro.

4.1. Requisitos do fluido de calibração na legislação de petróleo de outros países

Nos países onde a exploração e produção de petróleo é uma atividade aberta à iniciativa privada, é comum existir algum tipo de regulação. Os regulamentos geralmente citam normas ou procedimentos, criados por voluntários ou por interesse da indústria, com o objetivo de padronizar as atividades, tornando-os obrigatórios. A padronização das atividades é necessária principalmente para evitar litígios entre os interessados. A implantação do Sistema Internacional de Unidades (SI) [25] e a normalização pela International Organization of Standardization, órgão responsável pelas normas ISO, é uma tendência de padronização mundial, facilitando acordos e reduzindo as diferenças de entendimento. Entretanto, isto não impede que cada país tenha outras normas específicas para atividades de seu interesse ou de um grupo de fornecedores. A adoção de normas é voluntária, mas se torna obrigatória quando é exigida por meio de legislação.

No Brasil, como a regulamentação legal do setor de petróleo é bastante exigente, a normalização voluntária tem seu campo de atuação reduzido, o que acontece, por exemplo, com a ABNT.

Em alguns países, como por exemplo, os Estados Unidos, não é comum a prática de regulamentos legais no setor de petróleo, prevalecendo as recomendações normativas criadas por organizações independentes, nos acordos comerciais. O American Petroleum Institute (API) e a American Gas Association (AGA) são as organizações mais influentes na área petrolífera.

Atualmente, o órgão regulador do Reino Unido é o DECC [17], que tem a finalidade de maximizar o retorno econômico da exploração dos recursos petrolíferos. O órgão emitiu orientações para a medição ultrassônica de petróleo do tipo tempo de trânsito com poucas exigências. Basicamente, é exigido para a medição ultrassônica uma calibração antes da operação, em pelo menos seis

vazões diferentes, para compor a curva do perfil de calibração do medidor. O fluido utilizado na calibração deve ser similar ao fluido a ser medido. Quando isto não for possível, a escolha do fluido de calibração deve ser discutida junto ao DECC. Normalmente, o órgão aceita a calibração pela curva de Reynolds, principalmente quando as vazões superam os limites dos laboratórios existentes. Para a instalação do medidor, há orientações para trechos retos de medição e condicionador de escoamento. Com relação à frequência das verificações e calibrações, o órgão solicita uma proposta da operadora para aprovação. É encorajado o uso de diagnósticos presentes nos medidores com vários canais. O uso de provadores compactos não é recomendado porque os medidores ultrassônicos são bastante sensíveis. A mudança de direção do fluido no provador pode comprometer a repetibilidade do medidor. Técnicas estatísticas citadas na API MPMS 13.1 [8] e API MPMS 13.2 [9] pode ser utilizadas.

O órgão responsável pela regulação de petróleo na Noruega é o NPD [36]. Os requisitos de calibração são superficiais, dando mais ênfase aos limites de incerteza e repetibilidade. Não há requisitos claros para as características do fluido e condições operacionais durante as calibrações periódicas. O regulamento cita normas e documentos de referência para determinadas operações.

No México, apesar da PEMEX (*Petróleos Mexicanos*) ser a única operadora, a resolução da CNH [16] regula a medição de petróleo. Os requisitos são conceituais e não entram em detalhes técnicos, citando apenas o atendimento às normas e aos limites de incerteza. É citada também a necessidade de um sistema de gestão da medição.

No Canadá, as províncias têm autonomia para criar seus próprios regulamentos de medição de petróleo. A província British Columbia, por exemplo, considera a calibração por provador. O guia da BC Oil & Gas Commission [34] exige somente a rastreabilidade aos padrões do National Research Council Ottawa - Ontario. A província de Alberta, por meio da Directive 017 [19], também não exige que as características do fluido e as condições de calibração estejam próximas às encontradas no ponto de medição. Outras províncias têm a mesma postura. A provável explicação é que o petróleo canadense tem alta densidade e é muito viscoso, características do óleo mais complicadas de se lidar durante uma operação de calibração em laboratório.

O regulamento australiano aparenta não se preocupar com os detalhes das calibrações, citando somente as incertezas, conforme o Petroleum and Gas (Production and Safety) Act [43].

Em Angola, a estatal Sonagol é a única operadora, podendo se associar a outras empresas. O capítulo do regulamento sobre medição é bastante simples, citando apenas boas práticas, atendimento a normas do setor e rastreabilidade aos padrões legais. Não há nenhum requisito detalhado sobre calibração.

Ao analisar como o assunto é tratado nos diversos países, pode-se concluir que, em países com a economia mais aberta, é comum deixar que as partes interessadas cheguem a um acordo sobre as condições de calibração do sistema de medição e gerenciem os riscos de uma medição incorreta. Alguns países, cujas atividades petrolíferas são feitas por empresas estatais, em parceria com empresas privadas ou não, também costumam ter requisitos sobre medição de petróleo mais brandos.

4.2. O medidor ultrassônico Krohne Altosonic V

Como citado anteriormente, um dos principais medidores ultrassônicos utilizados na indústria de petróleo é o modelo Altosonic V da Khrone. O medidor tem 5 pares de transdutores e foi o primeiro a atender aos requisitos de erro máximo admissível e repetibilidade do RTM-Portaria 64, para aplicações de medição fiscal de petróleo ou transferência de custódia. A Krohne afirma que o medidor atende a uma grande faixa de viscosidades sem precisar de novas calibrações, sendo adequado para operar em dutos que transportam diversos derivados do petróleo. O medidor é apresentado na figura 17.



Figura 17 – Medidor Krohne Altosonic V.

Fonte: Krohne – 2001

Com uma redução no diâmetro interno do medidor, um perfil de velocidades de escoamento assimétrico pode ser transformado em um perfil simétrico e bem desenvolvido, cruzando os caminhos acústicos em uma

condição melhor de medição da sua velocidade média. A velocidade média é função das velocidades médias obtidas em cada um dos cinco canais. A figura 18 apresenta uma seção axial do medidor.

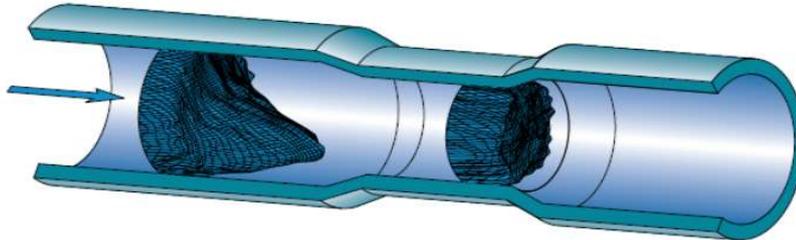


Figura 18 – Redução de diâmetro do medidor, que melhora o perfil de velocidades de escoamento no ponto de medição.

Fonte: Krohne – 2001

A figura 19 apresenta gráficos de exatidão e repetibilidade do medidor em diversas vazões com três fluidos diferentes (água, óleo leve e óleo combustível), comparando-os com os limites do RTM-Portaria 64 (OIML R117) para medição fiscal de petróleo.

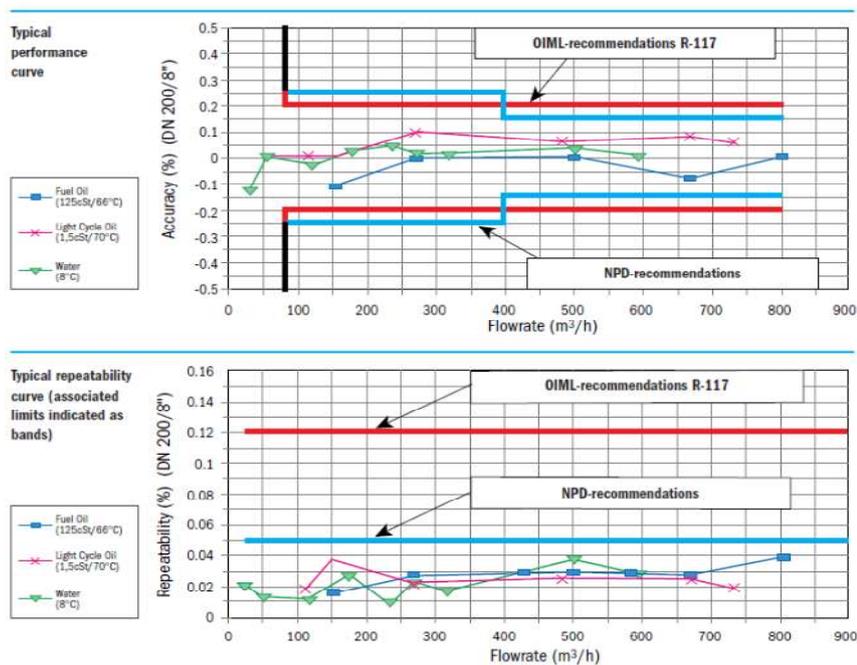


Figura 19 – Desvios e repetibilidade do medidor em relação aos limites do RTM-Portaria 64. Fluidos: óleo combustível (125 mm²/s), petróleo leve (1,5 mm²/s) e água.

Fonte: Krohne – 2001

4.2.1.

Cálculo das velocidades médias obtidas nos feixes acústicos do medidor ultrassônico Krohne Altosonic V

O medidor calcula a vazão a partir da velocidade média do fluido, obtida por meio da integração das velocidades médias de cada feixe acústico. O método de integração de Gauss, utilizando os polinômios ortogonais de Legendre, é o mais utilizado pelos fabricantes de medidores ultrassônicos de baixa incerteza. O método consiste em simular o valor que seria indicado pelo medidor caso cada um dos feixes acústicos passasse pelo centro do tubo. O método permite a correção do perfil de velocidades devido ao baixo número de pontos utilizados para a determinação deste (cinco, no caso do medidor Altosonic V), por meio de fatores ou pesos. Desta forma, a velocidade média do fluido u_m , ponderada pelas velocidades médias obtidas em cada um dos cinco feixes acústicos u_i , é calculada por

$$\bar{u}_m = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^5 w_i \cdot \bar{u}_i . \quad (25)$$

Os pesos desta ponderação w_i são calculados em função de características geométricas. Durante o desenvolvimento do medidor, os pesos teóricos são ligeiramente modificados no processo de otimização do mesmo. A equação 26 apresenta o cálculo da velocidade média do fluido pelo medidor Altosonic V, após a otimização feita pelo fabricante.

$$\bar{u}_m = 0,136 \cdot \frac{(\bar{u}_1 + \bar{u}_5)}{2} + 0,469 \cdot \frac{(\bar{u}_2 + \bar{u}_4)}{2} + 0,569 \cdot \bar{u}_3 \quad (26)$$

Além do método de integração com polinômios de Legendre, uma correção de calibração do medidor utilizando um padrão volumétrico é necessária, de forma a compensar o erro de discretização da integral e as diferenças entre as velocidades ao longo das trajetórias acústicas e a velocidade do fluido no centro da tubulação. Isto quer dizer que, na prática, cada medidor terá pesos ligeiramente diferentes dos apresentados na equação 26. Os valores dos pesos são determinados durante a calibração por Reynolds (*fingerprint*).

4.2.2.

O ajuste de fábrica para cada medidor Krohne Altosonic V – *fingerprint*

Após o período de confecção do medidor, faz-se necessário determinar fatores de correção da vazão medida levando-se em consideração tolerâncias dimensionais no diâmetro, comprimento da trajetória acústica e seu ângulo, pequenas aproximações no processo de medição de velocidade, distorções e erros na integração do perfil de velocidade devido aos poucos pontos medidos. Estes fatores são determinados na comparação individual utilizando um padrão volumétrico. Para cada ponto, e, portanto, para cada número de Reynolds, é obtido um fator de correção, que são tabelados e inseridos no software do medidor (*fingerprint*). Os fatores de correção por Reynolds K_{Re} são calculados por

$$K_{Re} = \frac{Q_{PADRÃO}}{\left(0,136 \frac{(\bar{u}_1 + \bar{u}_5)}{2} + 0,469 \frac{(\bar{u}_2 + \bar{u}_4)}{2} + 0,569 \cdot \bar{u}_3\right) \cdot \frac{\pi D^2}{4}}, \quad (27)$$

onde $Q_{PADRÃO}$ é a vazão informada pelo padrão volumétrico, u_i são as velocidades médias obtidas por cada par de transdutores e D é o diâmetro interno do medidor.

Para que a faixa de números de Reynolds seja representativa, são utilizados três ou mais fluidos diferentes, garantindo que haja uma sobreposição de pontos na transição de um fluido para outro. Para elevados números de Reynolds é feita a calibração com o fluido água. Para Reynolds menores, são utilizados fluidos mais viscosos.

Após esta caracterização em fábrica, o medidor é calibrado em um laboratório comercial. Com a correção da vazão pelo fator K_{Re} , os desvios ficam abaixo do limite de 0,2% da OIML R117 (aplicação de medição fiscal ou transferência de custódia) e os fatores de calibração do medidor MF ficam muito próximos da unidade.

Após a instalação em campo, o procedimento interno do medidor, segundo Orlando e Do Val [40], consiste em determinar as velocidades médias u_i de cada par de transdutores e calcular os valores dos parâmetros A e B , conforme abaixo.

$$A = \frac{\bar{u}_2 + \bar{u}_4}{\bar{u}_3} \quad (28)$$

$$B = \frac{\bar{u}_2 + \bar{u}_4}{\bar{u}_1 + \bar{u}_5} \quad (29)$$

O parâmetro A está relacionado com o regime de escoamento laminar e o parâmetro B está relacionado com os regimes de escoamento de transição e turbulento [40]. De posse destes parâmetros, o software do medidor, através de correlações empíricas, determina o número de Reynolds e busca o fator de correção da vazão K_{Re} correspondente para o regime de escoamento determinado. Para encontrar o fator K_{Re} adequado ao escoamento, são utilizados dados e correlações de interpolação armazenados no próprio medidor.

A figura 20 apresenta o gráfico utilizado para os regimes de transição e turbulento. É possível determinar o número de Reynolds a partir do parâmetro B , obtido com as velocidades médias de cada canal, exceto o central. Com o número de Reynolds, obtem-se o fator K_{Re} , determinado durante o *fingerprint*, feito com três fluidos.

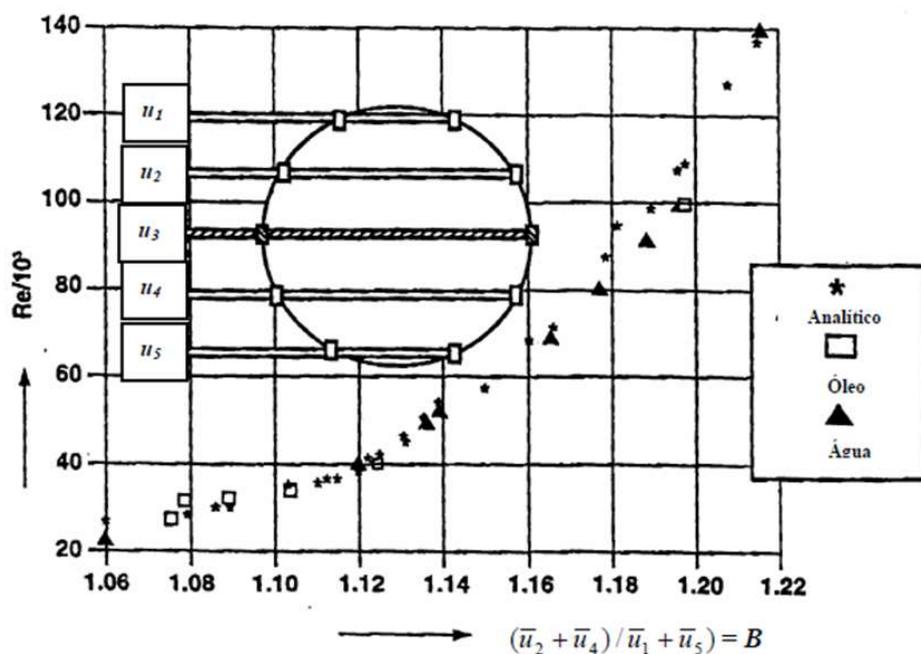


Figura 20 – Determinação do número de Reynolds a partir do parâmetro B .

Fonte: Orlando e Do Val [40]

Após a determinação do fator de correção K_{Re} , a vazão é determinada por

$$Q = MF \cdot K_{Re} \cdot K_b \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \bar{u}_m \quad (30)$$

onde MF é o fator de calibração do medidor, K_b é o fator de correção dimensional do medidor para a variação da temperatura, D é o diâmetro interno do medidor e u_m a velocidade média do escoamento. Sem o fator de calibração do medidor MF , esta equação determina a Q_{BRUTA} . A integração da vazão no tempo fornece o volume bruto V_{BRUTO} , utilizado na determinação do volume líquido de petróleo, com as correções relativas ao fluido e à calibração do medidor, conforme equação 24.

Apesar dos fatores de calibração do medidor (MF) e de correção por Reynolds (K_{Re}) terem a função de correção de erro sistemático da vazão, conceitualmente eles são diferentes. O fator de correção por Reynolds é dinâmico, obtido através de uma função determinada a partir dos resultados obtidos no *fingerprint*. Esta curva só deve ser alterada quando um novo *fingerprint* for executado e não deve ser alterada pelo usuário do medidor. Já o fator do medidor pode ser alterado pelo usuário e é calculado a partir dos resultados das calibrações. O fator do medidor é obtido nas calibrações periódicas, podendo ser único numa faixa calibrada ou ter valores diferentes para determinadas vazões, sendo neste caso, utilizado interpolações para correção das vazões intermediárias. O fator do medidor se altera porque o medidor pode apresentar deriva no desempenho ao longo do tempo.

4.2.3. Diagnósticos do medidor ultrassônico Krohne Altosonic V

Uma das maiores vantagens do medidor Altosonic V é poder conhecer o comportamento do perfil de velocidades por meio de diagnósticos fornecidos por ele.

De acordo com Silva [45], o medidor Altosonic V fornece, a cada instante, informações sobre o perfil de velocidades de escoamento. Um alarme é acionado quando o perfil de velocidades não atende aos requisitos mínimos para a medição. A análise feita pelo medidor leva em consideração as velocidades médias de cada feixe acústico ou par de transdutores. A figura 21 apresenta a disposição dos transdutores no medidor Altosonic V e as velocidades médias de cada feixe.

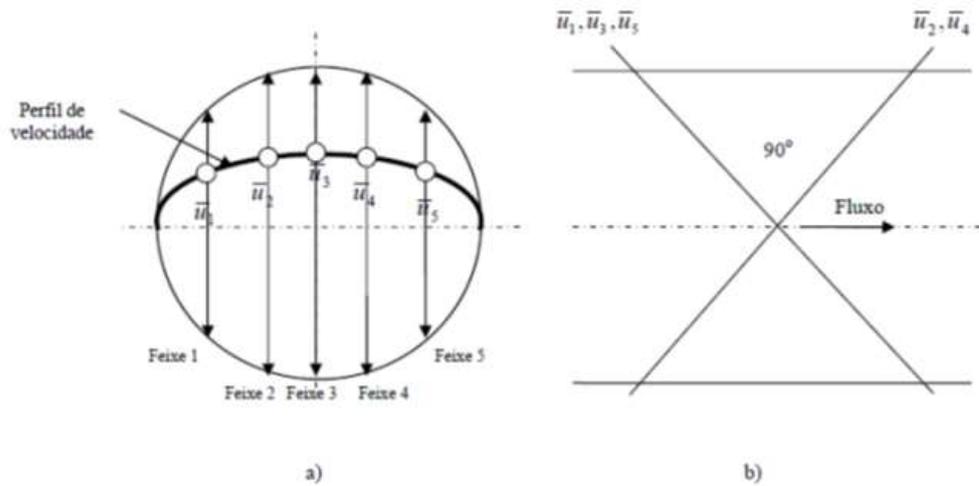


Figura 21 – Posição dos feixes acústicos: a) vista frontal; b) vista superior.

Fonte: Orlando e Do Val [40]

A partir das velocidades médias de cada feixe acústico, podem-se conhecer as características do perfil de velocidades do escoamento. A equação 31 é utilizada para avaliar a simetria $X1$ entre a parte superior e inferior do perfil de velocidades. Quanto mais próximo da unidade o resultado, mais simétrico o perfil estará. Segundo Orlando e Do Val [40], uma variação acima de $\pm 0,02$ pode indicar variação no perfil de velocidades de escoamento ou bloqueio no condicionador de escoamento, por exemplo.

$$X1 = \frac{\bar{u}_1 + \bar{u}_2}{\bar{u}_4 + \bar{u}_5} \quad (31)$$

A segunda característica do escoamento que pode ser avaliada por meio das velocidades médias dos feixes é o escoamento cruzado $X2$, conforme equação 32. O medidor compara as velocidades em dois planos em ângulo reto, duas velocidades em cada um. O valor esperado é próximo de um. Uma variação maior que $\pm 0,02$ pode indicar um bloqueio da tubulação, como por exemplo, incrustações [40].

$$X2 = \frac{\bar{u}_1 + \bar{u}_4}{\bar{u}_2 + \bar{u}_5} \quad (32)$$

Outra característica do perfil avaliada pelas velocidades médias é o turbilhonamento $X3$, conforme equação 33. O medidor compara as velocidades médias das trajetórias internas (u_2 e u_4) com as externas (u_1 e u_5), como um

indicador do turbilhonamento. O valor esperado é próximo de 1,17. Se um condicionador de escoamento estiver instalado, uma variação de até 2% é aceitável. Valores maiores podem indicar bloqueio no retificador [40].

$$X3 = \frac{\overline{u_2 + u_4}}{\overline{u_1 + u_5}} \quad (33)$$

De acordo com Silva [45], o fator X3 também indica se o escoamento é laminar, de transição ou turbulento. É utilizado na determinação do número de Reynolds para cálculo do fator de correção para a velocidade média.

Adicionalmente, outras informações obtidas pelo medidor fornecem dados importantes sobre o fluido e sua condição de escoamento. Variações no perfil de velocidades do escoamento sem aparentes alterações de vazão, de características do fluido ou operacionais, podem indicar um aumento na rugosidade da parede interna do medidor. Variações maiores que 0,3 a 0,7 m/s nas velocidades do som obtidas em cada um dos feixes acústicos indicam estratificação do escoamento. O medidor também calcula, por meio do valor médio quadrático das variações de velocidade, a intensidade de turbulência, diagnosticando distorções no perfil [40].

A figura 22 apresenta uma tela disponível na unidade de processamento do medidor Altosonic V, com o perfil de velocidades de escoamento obtido por meio das velocidades médias dos feixes acústicos. O sombreamento em azul mostra as pequenas alterações no perfil devido às variações da vazão.

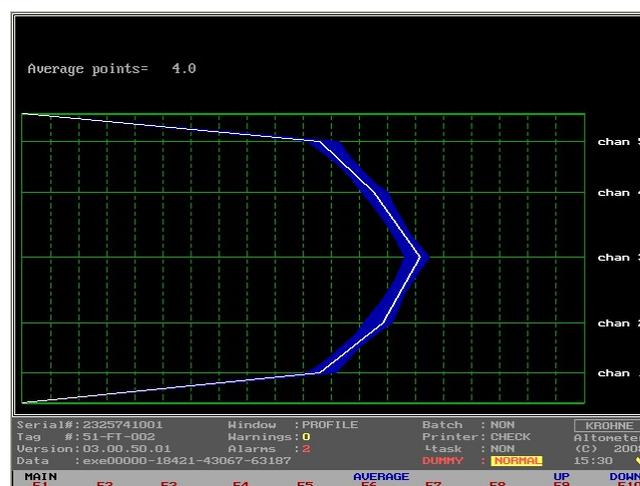


Figura 22 – Perfil de velocidades do escoamento gerado pela unidade de processamento do medidor Altosonic V.

Fonte: Krohne [32]

Mantendo-se uma rotina de avaliação destes dados periodicamente, sob as mesmas condições operacionais, podem-se obter diagnósticos tanto da estabilidade do medidor quanto de possíveis fontes que afetem o perfil de velocidades do escoamento.

4.2.4.

Análise de fontes de incerteza de medição para o medidor ultrassônico Krohne Altosonic V

Independentemente de as calibrações serem feitas no campo ou em laboratório acreditado, cuidadosamente e com regularidade, a maioria dos medidores, de quaisquer tecnologias, trabalham em condições diferentes das que foram calibrados. Condições operacionais, do fluido, externas, manutenções e instalações podem afetar a incerteza de medição. Hogendoorn et al. [21] fizeram uma análise de sensibilidade destas variáveis, avaliando aquelas com maior impacto sobre o desempenho do medidor e indicando práticas para reduzir a incerteza dos volumes obtidos pelo medidor Altosonic V. A primeira categoria avaliada foi o desempenho do medidor: linearidade¹⁴, repetibilidade, reprodutibilidade¹⁵ e estabilidade de longo prazo. Estas variáveis estão diretamente ligadas à qualidade do medidor escolhido. As variáveis das outras categorias são externas ao medidor, porém têm influência na sua incerteza de medição.

A segunda categoria avaliada considera as condições do processo: temperatura, pressão, propriedades do fluido, mais de uma fase, fluido não newtoniano e incrustações.

A terceira categoria avaliada inclui os fatores relacionados à instalação: perfil de velocidades do escoamento, conectores, cabeamento e fonte de alimentação elétrica.

As condições ambientais foram avaliadas na quarta categoria: temperatura, umidade, vibração e efeitos relacionados ao desgaste pelo tempo de uso do medidor.

Por último, na quinta categoria foi avaliada a manutenção ou troca de componentes do medidor.

¹⁴**Linearidade** – Capacidade do instrumento em fornecer leituras mais próximas dos valores obtidos no instrumento calibrador. A linearidade de um instrumento é a expressão do maior desvio encontrado em toda a faixa calibrada.

¹⁵**Reprodutibilidade** – Precisão de medição conforme um conjunto de condições de reprodutibilidade – Fonte: Vocabulário Internacional de Metrologia – VIM 2012 [26]

Após analisadas, as fontes de incertezas foram identificadas e relacionadas conforme mostrado no gráfico da figura 23. É possível verificar que, para o medidor Altosonic V, as principais fontes de incerteza são a linearidade, a estabilidade de longo prazo e os efeitos da instalação.

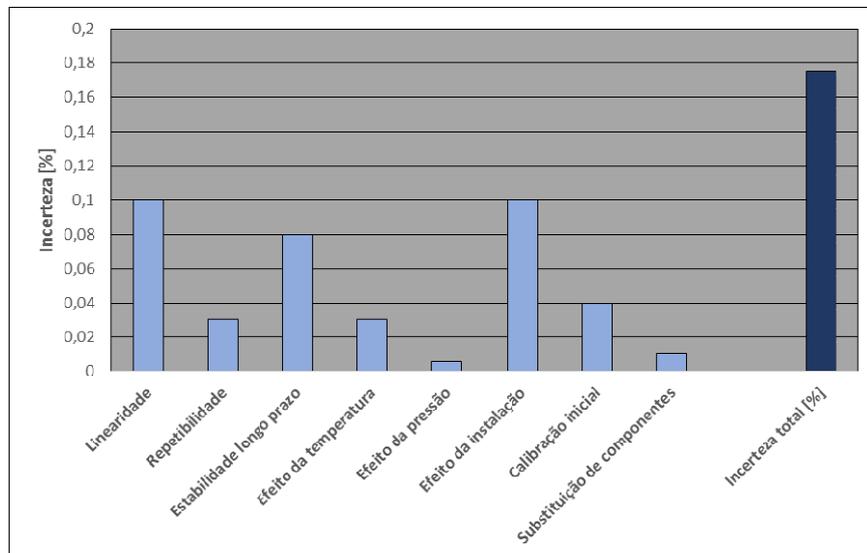


Figura 23 – Principais fontes de incerteza para o medidor Altosonic V.

Fonte: Hogendoorn et al. [21]

Reduzindo as incertezas destas três principais fontes, a incerteza total pode ser reduzida ao nível de 0,1% para as medições deste equipamento, conforme apresentado na figura 24. A redução da incerteza da linearidade pode ser obtida ao calibrar o medidor numa faixa menor de Reynolds, restrita à aplicação. A incerteza da estabilidade de longo prazo pode ser reduzida com verificações *in loco* mais frequentes. A incerteza relacionada aos efeitos da instalação é reduzida tomando ações na instalação a montante para condicionar o escoamento de forma a obter um perfil de velocidades totalmente desenvolvido no medidor.

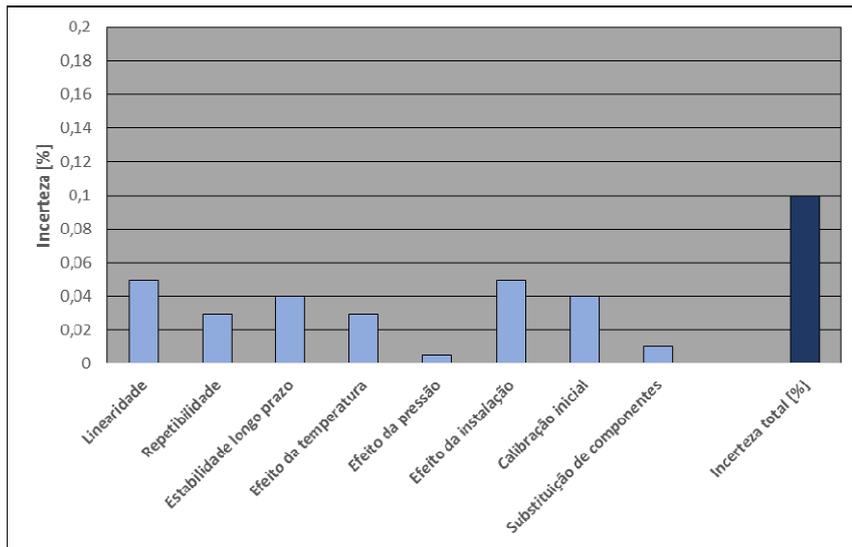


Figura 24 – Principais fontes de incerteza para o medidor Altosonic V, após redução das três principais fontes (linearidade, estabilidade de longo prazo e efeito da instalação).

Fonte: Hogendoorn et al. [21]

Da maneira oposta, um descontrole no processo pode deflagrar, por exemplo, a presença de bolhas de gás no líquido, aumentando a incerteza total da medição. Assim, características do processo começam a aparecer entre as principais fontes de incerteza, conforme apresentado na figura 25.

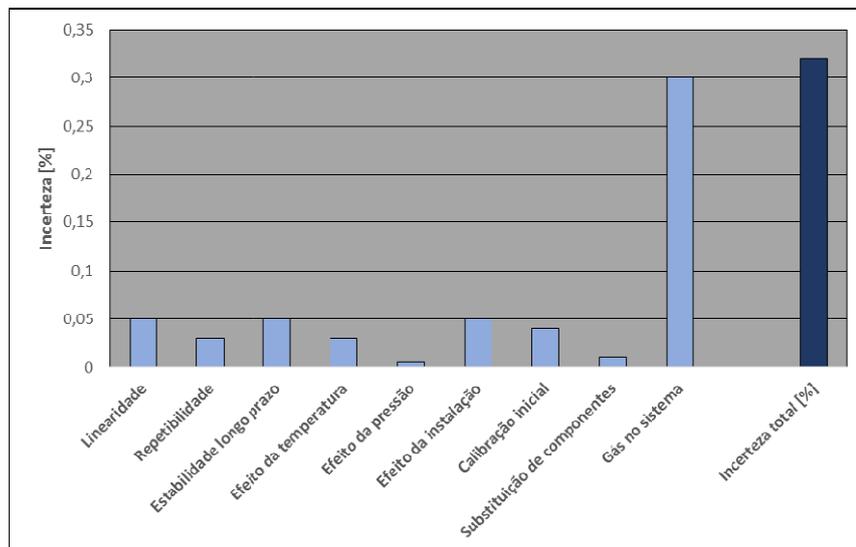


Figura 25 – Principais fontes de incerteza para o medidor Altosonic V, evidenciando a forte influência do descontrole de processo.

Fonte: Hogendoorn et al. [21]

Os diagnósticos fornecidos pelo medidor Altosonic V têm grande utilidade na identificação de fontes de incerteza. Após a análise de sensibilidade, estas incertezas estimadas podem ser reduzidas, melhorando a qualidade dos resultados medidos. O acompanhamento periódico da estabilidade do medidor e do perfil de velocidades do escoamento facilita também a redução das incertezas.

4.3.

A influência das características do petróleo e condições operacionais no medidor Altosonic V

Segundo o fabricante Krohne, o medidor Altosonic V pode medir petróleo de alta densidade, chamado óleo pesado, e com alta viscosidade. Tem compensação para as variações de temperatura, pois tem medição independente no corpo do medidor, além de sofrer pouca influência da pressão, desde que corretamente dimensionado para as condições operacionais.

De fato, nas equações básicas do medidor, a viscosidade e a massa específica não influenciam no resultado de medição. A vazão é função da área da seção transversal do medidor e da velocidade média do fluido, obtida a partir da medição dos tempos de trânsito. Já a temperatura pode alterar a geometria do medidor, alterando tanto a área da seção transversal como as distâncias entre os transdutores. Estas variações dimensionais afetam diretamente a medida da vazão. Entretanto, com a medição de temperatura no corpo do medidor, correções são feitas para compensar a sua dilatação ou contração. Hogendoorn et al. [21] avaliaram que a incerteza total da leitura de um medidor Altosonic V (20 polegadas de diâmetro) devido à variação de temperatura seria de 0,03%.

A pressão também tem influência no corpo do medidor, porém, se este estiver dimensionado em acordo com a classe de pressão adequada à aplicação, esta variável causará pouquíssima influência direta na vazão. Hogendoorn et al. [21] avaliaram que a influência da pressão na leitura de um medidor Altosonic V (20 polegadas de diâmetro) é da ordem de 0,00573%. Este valor não leva em consideração a compressibilidade do fluido, que é calculada por correlações já conhecidas e utilizada no cálculo da incerteza do volume medido.

Entretanto, tanto a temperatura quanto a pressão alteram as características do fluido, sendo que a massa específica e a viscosidade são as que mais influenciam nos resultados. A massa específica do fluido, pressão e

temperatura são utilizadas na determinação dos fatores de correção para o volume de petróleo. Estas correções são normalmente feitas por um computador de vazão que fornece o volume final, nas condições padrão de pressão e temperatura, ou seja, 20 °C e 101,325 kPa. A viscosidade do fluido é bastante influenciada pela temperatura e bem menos pela pressão. O aumento da viscosidade do fluido causa um aumento da perda de carga no medidor devido ao atrito do fluido com a parede interna da tubulação. Principalmente devido a necessidade de reduzir a perda de carga, às vezes é necessário manter o fluido aquecido.

A principal preocupação com a pressão de escoamento é quando esta está próxima da pressão de vapor do fluido medido. Deve-se evitar instalar o medidor nesta condição, já que o aparecimento de bolhas causa erros de medição.

Para compatibilizar o medidor ultrassônico com o fluido a ser medido, este precisa ter uma calibração inicial em uma faixa de número de Reynolds que se sobreponha à faixa esperada no processo. Com as velocidades médias obtidas nos 5 canais, o medidor caracteriza um perfil e compara com vários perfis obtidos na calibração inicial. Após identificar os dois perfis mais próximos, o medidor faz uma interpolação entre os dois e determina um fator de correção para a velocidade média correspondente ao perfil medido.

De acordo com Hogendoorn et al. [22], um dos fatores críticos na medição ultrassônica é a atenuação acústica em fluidos de alta viscosidade. Ondas acústicas geram atrito nos movimentos das moléculas, causando maior atenuação do sinal conforme a viscosidade do fluido aumenta. Além disso, existe a atenuação devida ao espalhamento natural das ondas, conhecida como *lei 1/r*. A atenuação do sinal acústico implica no aumento da incerteza devida à perda de sinal, que se torna mais crítica conforme o diâmetro do medidor é maior. Com as equações 34 e 35 pode-se calcular a pressão acústica devida às características do fluido e à dissipação do sinal acústico – *lei 1/r* – respectivamente, função do coeficiente de atenuação β e da distância L entre a face de um transdutor e um ponto qualquer do caminho acústico:

$$P_{ACUST} = P_{ACUST_0} \cdot e^{-\beta L} \quad e \quad (34)$$

$$P_{ACUST} = \frac{1}{L} P_{ACUST_0} , \quad (35)$$

onde P_{ACUST} é a pressão acústica em um ponto qualquer do caminho acústico e P_{ACUST_0} é a pressão acústica na face de um dos transdutores.

Além de possíveis perdas de sinal acústico, a atenuação causada pelos fluidos de alta viscosidade pode causar também um efeito conhecido por *cross talk*. O sinal ultrassônico de um transdutor viaja também pelo corpo do medidor até o outro transdutor. Este sinal normalmente tem baixa intensidade em relação ao sinal que viaja pelo fluido. Entretanto, quando o fluido tem viscosidade mais alta, a amplitude do sinal de *cross talk* pode ser maior que a amplitude atenuada do sinal acústico que viaja pelo fluido, causando erros na medição dos tempos de trânsito e aumentando a incerteza. Na figura 26 é mostrado o sinal acústico de *cross talk*.

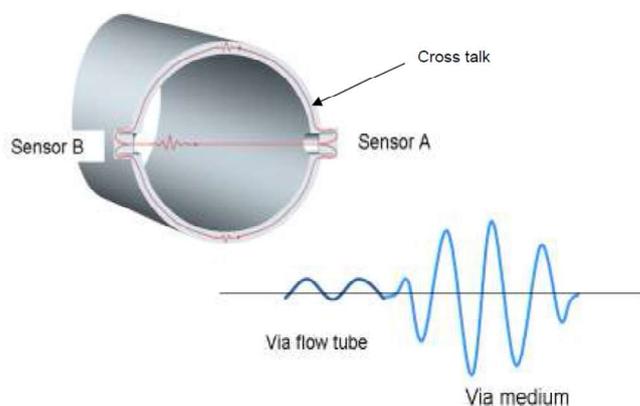


Figura 26 – Sinais acústicos viajando pelo fluido e pelo corpo do medidor – *cross talk*.

Fonte: Hogendoorn et al. [22]

O número de Reynolds relaciona características do fluido e da instalação, caracterizando o tipo de escoamento. A transição entre o escoamento laminar e o turbulento é a pior condição de medição para este medidor. O perfil de velocidade do escoamento é imprevisível neste regime, resultando em um aumento da incerteza de medição. No regime laminar, o perfil é parabólico e a velocidade máxima, no centro da tubulação, é igual ao dobro da velocidade média. No regime turbulento, o perfil é mais achatado, sendo a velocidade máxima igual a 1,2 vezes a velocidade média, aproximadamente. Deve-se levar em consideração, no projeto de um sistema de medição utilizando o medidor Altosonic V, buscar uma condição de escoamento completamente desenvolvido e turbulento.

A viscosidade de um fluido newtoniano varia inversamente com a temperatura do mesmo. O petróleo tem comportamento newtoniano enquanto sua temperatura permanece acima da temperatura de aparecimento de cristais de parafina, entretanto o uso de substâncias químicas, do tipo redutores de atrito, pode alterar este comportamento. Petróleos muito viscosos e emulsões estáveis de óleo e água podem apresentar comportamentos não newtonianos. Para cálculo da viscosidade cinemática, o procedimento mais comum na indústria do petróleo é o da norma ASTM D341 [12]. A equação 36 apresenta o cálculo da viscosidade cinemática ν em função da temperatura do fluido, T :

$$\log_{10}(\log_{10}(\nu + 0,7)) = A_1 - B_1 \cdot \log_{10}(T + 273,15) . \quad (36)$$

Para se conhecer as constantes A_1 e B_1 da equação 36 para um determinado tipo de óleo, basta conhecer duas viscosidades cinemáticas dele e suas respectivas temperaturas. Em seguida resolver um sistema de duas equações e duas incógnitas utilizando a equação 36. Conhecidas as constantes, chega-se a equação para este óleo e pode-se levantar a curva de viscosidade x temperatura.

Analisando os requisitos do RTM 2013 para calibração de medidores em laboratórios e os resultados obtidos por Hogendoorn et al. [21], observa-se que as condições de pressão e temperatura de processo não são tão relevantes para serem repetidas durante a calibração, visto que as compensações já são bastante conhecidas e têm pouquíssima influência na incerteza da leitura do medidor Altosonic V. Contudo, é importante conhecer a viscosidade do fluido no processo para que seja utilizada durante a calibração ou para subsidiar o cálculo do número de Reynolds, quando a calibração é feita por este método. O fato de a pressão e a temperatura praticamente não influenciarem nos resultados deste medidor possibilita buscar uma viscosidade próxima à do fluido medido ajustando-se principalmente a temperatura do fluido utilizado no circuito de calibração.

4.4. O fator de calibração do medidor

A calibração de um medidor é a melhor forma de se conhecer seus erros sistemáticos. Partindo-se do princípio que o valor verdadeiro¹⁶ é desconhecido, o valor apresentado pelo medidor tem uma incerteza combinada, composta da incerteza do valor fornecido pelo padrão de referência, e da repetibilidade do valor medido, dentre outras variáveis de influência. A cada corrida de calibração, um volume ligeiramente diferente é deslocado, com uma vazão também ligeiramente diferente. Desta forma, o desvio ou erro sistemático¹⁷ do volume medido é avaliado, conforme

$$ERRO_{SIST} = V_{MEDIDO} - V_{PADRÃO} , \quad (37)$$

onde $V_{PADRÃO}$ é o volume informado pelo padrão (valor convencionado como verdadeiro) e V_{MEDIDO} é o valor fornecido pelo medidor sob calibração. O erro relativo ao volume padrão é obtido por

$$ERRO_{RELAT} = \frac{ERRO_{SIST}}{V_{PADRÃO}} = \frac{V_{MEDIDO} - V_{PADRÃO}}{V_{PADRÃO}}. \quad (38)$$

A correção do erro sistemático pode ser feita pela soma ou subtração do mesmo no valor fornecido pelo medidor, porém o mais comum na indústria de petróleo é o uso do fator de calibração do medidor, multiplicado pelo valor informado pelo medidor. A equação 39 apresenta o cálculo do fator de calibração do medidor:

$$MF = \frac{V_{PADRÃO}}{V_{MEDIDO}}. \quad (39)$$

As equações 40, 41, 42 e 43 apresentam o desenvolvimento da combinação das equações 38 e 39:

¹⁶**Valor verdadeiro** – Valor de uma grandeza compatível com a definição da grandeza. O valor verdadeiro de uma grandeza é considerado único e, na prática, impossível de ser conhecido – Vocabulário Internacional de Metrologia – VIM 2012 [26]

¹⁷**Erro sistemático** – Componente do erro de medição que, em medições repetidas, permanece constante ou varia de maneira previsível – Fonte: Vocabulário Internacional de Metrologia – VIM 2012 [26]

$$ERRO_{RELAT} = \frac{V_{MEDIDO}}{V_{PADRÃO}} - 1, \quad (40)$$

$$ERRO_{RELAT} = \frac{1}{MF} - 1, \quad (41)$$

$$ERRO_{RELAT} + 1 = \frac{1}{MF} \quad e \quad (42)$$

$$MF = \frac{1}{ERRO_{RELAT} + 1}. \quad (43)$$

O fator de calibração do medidor também pode ser calculado em função das vazões do medidor padrão ($Q_{PADRÃO}$) e do medidor em calibração (Q_{MEDIDO}), conforme

$$MF = \frac{Q_{PADRÃO}}{Q_{MEDIDO}}. \quad (44)$$

4.5. A incerteza do fator do medidor (MF)

O valor verdadeiro da vazão, Q , que é desconhecido, é uma função da vazão indicada pelo padrão ($Q_{PADRÃO}$) e da vazão indicada pelo medidor em calibração (Q_{MEDIDO}), em comparação, conforme

$$Q = f(Q_{PADRÃO}, Q_{MEDIDO}). \quad (45)$$

Alternativamente, a vazão pode também ser determinada em função do fator de calibração do medidor, MF :

$$Q = f(Q_{PADRÃO}, MF). \quad (46)$$

O fator de calibração do medidor é determinado durante a calibração em função dos volumes informados pelo padrão e pelo medidor, conforme equação 39.

Considerando as incertezas de medição de $V_{PADRÃO}$ e V_{MEDIDO} , a incerteza propagada do valor fator do medidor calculado pela equação 39, pode ser expressa por

$$[u(MF)]^2 = \left[\frac{\partial MF}{\partial V_{PADRÃO}} u(V_{PADRÃO}) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial V_{MEDIDO}} u(V_{MEDIDO}) \right]^2 \quad (47)$$

Resolvendo as derivadas parciais, chega-se a equação 48 e 49.

$$[u(MF)]^2 = \left[\frac{1}{V_{MEDIDO}} u(V_{PADRÃO}) \right]^2 + \left[-\frac{V_{PADRÃO}}{(V_{MEDIDO})^2} u(V_{MEDIDO}) \right]^2 \quad (48)$$

$$[u(MF)]^2 = \left[\frac{1}{V_{MEDIDO}} u(V_{PADRÃO}) \right]^2 + \left[-\frac{MF}{V_{MEDIDO}} u(V_{MEDIDO}) \right]^2 \quad (49)$$

Em seguida, divide-se todos os termos pelo fator de calibração do medidor, conforme equação 50.

$$\left[\frac{u(MF)}{MF} \right]^2 = \left[\frac{1}{MF \cdot V_{MEDIDO}} u(V_{PADRÃO}) \right]^2 + \left[-\frac{MF}{MF \cdot V_{MEDIDO}} u(V_{MEDIDO}) \right]^2 \quad (50)$$

Ao final, a incerteza relativa do fator de calibração do medidor é determinada pela equação 51.

$$\left[\frac{u(MF)}{MF} \right]^2 = \left[\frac{u(V_{PADRÃO})}{V_{PADRÃO}} \right]^2 + \left[\frac{u(V_{MEDIDO})}{V_{MEDIDO}} \right]^2 \quad (51)$$

4.6.

O fator do medidor obtido pelo método dos mínimos quadrados

Com os fatores obtidos nas diversas corridas de calibração, é possível atribuir uma equação que representem estes fatores. O método dos mínimos quadrados pode ser aplicado para determinar os termos que compõem a equação. O grau da equação não é limitado, porém é utilizado no máximo 3. Maior que isto, apesar da curva se aproximar mais dos pontos obtidos nas calibrações, esta pode não representar adequadamente o comportamento do fator do medidor.

A incerteza padrão, neste caso, é obtida por meio do desvio médio quadrático, representada pela equação 53, sendo a variável k calculada conforme equação 52.

$$k = \frac{\sum Q_i MF_i}{\sum Q_i^2} \quad \text{e} \quad (52)$$

$$u(MF)^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n [(k_i Q_i) - MF_i]^2 . \quad (53)$$

5 Comportamento do medidor Altosonic V com diferentes fluidos

Neste capítulo, são avaliadas as influências da vazão e da viscosidade na calibração de medidores Altosonic V, utilizando dados obtidos em certificados de calibração. Para esta análise, foi desenvolvido um procedimento para verificação do medidor, com avaliações estatísticas e comparações práticas, objetivando observar o comportamento dos medidores ao medir diferentes fluidos.

Foram avaliados 7 medidores ultrassônicos Krohne modelo Altosonic V de 24 polegadas de diâmetro, calibrados no laboratório do SPSE - Société du Pipeline Sud-Européen - com 4 fluidos distintos (Oural, Condensat, Fuel e Heavy Fuel) e na Krohne, com   gua. Os valores das massas específicas e viscosidades dos fluidos são apresentados na tabela 2.

Tabela 2 – Dados dos fluidos constantes nos certificados de calibra  o.

FLUIDO	MASSA ESPECÍFICA a 15 ��C [kg/m ³]	VISCOSIDADE a 20 ��C [mm ² /s]
ÁGUA	999,7	1,00
OURAL	859,3	9,30
CONDENSAT	898,5	40,09
FUEL	943,1	185,96
HEAVY FUEL	951,2	271,01

O fator do medidor    obtido pela compara  o do volume deslocado durante a calibra  o, e não pela compara  o das vazões. Geralmente, os volumes deslocados são praticamente iguais nas diversas vazões de calibra  o.

5.1. Avalia  o do medidor ultrassônico Krohne Altosonic V

A avalia  o consistiu em, primeiramente, aplicar o teste de hipótese de Komolgorov/Smirnov (KS) para atestar a aderência    curva normal.

Para avaliar a existência de erros grosseiros ou valores discrepantes, optou-se pelos critérios de Grubbs e de Chauvenet, eliminando qualquer valor discrepante identificado por um ou por ambos.

O próximo teste de hipótese foi o de média zero, com a finalidade de identificar se os fatores do medidor, obtidos nas calibrações com cada tipo de óleo, têm a mesma média. Para corroborar com os resultados, foi feita a análise de variância de um fator (ANOVA). O objetivo foi observar se as vazões e viscosidades podem ser consideradas influências aleatórias nos desvios dos fatores do medidor.

Com os dados de cada calibração, foi utilizado o método dos mínimos quadrados para ajustar uma função que melhor representa os dados. Para a escolha desta função, foi avaliado o menor desvio médio quadrático. Foram avaliados polinômios do primeiro e segundo grau. A partir dos desvios entre os fatores obtidos nas calibrações e os fatores calculados pelo polinômio, foi possível estimar a incerteza padrão, a partir do desvio médio quadrático. Um teste análogo ao critério de Grubbs foi utilizado para avaliar os desvios máximos em relação ao fator obtido com o polinômio. A diferença de cada fator de calibração e o fator obtido pela curva ajustada foi dividida pelo desvio padrão e o resultado comparado com o valor crítico conforme o critério de Grubbs.

A incerteza relativa da vazão no medidor em calibração é então calculada a partir do desvio médio quadrático da curva ajustada e da incerteza relativa da vazão do padrão.

Também é avaliada a distribuição estatística dos fatores de todos os fluidos conjuntamente. Considerando o fator do medidor único para todos os fluidos, é calculada a probabilidade dos limites do RTM 2013 serem ultrapassados, na distribuição do medidor.

Finalizando, os fatores dos medidores são comparados por fluido, de forma a identificar a existência de padrões de comportamento.

Para complementar os testes descritos acima, uma avaliação do perfil de velocidades de escoamento no sistema de medição deveria ser feita, de forma a identificar se ele está completamente desenvolvido. Esta avaliação é necessária e pode ser feita por meio de diagnósticos gerados pelo medidor. Entretanto, neste trabalho, os perfis de velocidades de escoamento dos medidores não foram avaliados.

A seguir são apresentados os testes estatísticos aplicados aos fatores de calibração dos medidores.

5.1.1. Critério estatístico de Grubbs

Este teste é utilizado para detecção de erros grosseiros¹⁸ ou *outliers* em um conjunto de dados. A estatística é baseada no teste de hipótese, geralmente considerando como hipótese nula que o dado a ser testado pertence ao conjunto. Conseqüentemente, a hipótese alternativa é que o dado testado é discrepante da amostra.

No teste de Grubbs verifica-se a existência de valores discrepantes em cada extremidade da curva de uma distribuição normal. Caso encontrado, o valor discrepante deve ser eliminado e o teste repetido até que todos os valores discrepantes sejam retirados da amostra.

Basicamente, a primeira parte do teste consiste em ordenar a amostra e testar os extremos, um de cada vez. Para este teste, calcula-se o desvio padrão s , a média G e valor de G_C para o valor mais extremo $G_{MÁX}$ a ser testado, conforme a equação 54. O teste estatístico é feito pela comparação entre o G_C e o $G_{CRÍT}$, sendo que se o $G_{CRÍT}$ for maior, o valor em teste é considerado discrepante. O $G_{CRÍT}$ é obtido com a equação 55, utilizando o valor *t-Student*, ou por meio de tabela utilizando a quantidade de dados da amostra p e o nível de significância α . O valor do *t-Student* é obtido em função do nível de significância dividido pela quantidade de pontos da amostra, com o número graus de liberdade igual à quantidade de dados da amostra subtraída de 2, conforme 56:

$$G_C = \frac{G_{MÁX} - \bar{G}}{s}, \quad (54)$$

$$G_{CRÍT} = \frac{(p-1)}{\sqrt{p}} \cdot \sqrt{\frac{t^2}{p-2+t^2}} \quad e \quad (55)$$

$$t = f\left(\frac{\alpha}{p}, p - 2\right). \quad (56)$$

Define-se nível de significância α como sendo a probabilidade de G calculado ser maior ou igual ao G crítico (tabelado).

De acordo com a ISO-5725-2 [29], se o valor de G_C é menor ou igual ao valor crítico para $\alpha = 5\%$, o valor testado é aceito. Se o valor de G_C é maior que o valor crítico para $\alpha = 5\%$ e menor ou igual ao valor crítico para $\alpha = 1\%$, o valor

¹⁸**Erro grosseiro** – Erro é causado por falha humana na operação do instrumento, ou interpretação errônea nos resultados obtidos. Fonte: <<http://www.estatica-metrologia.com.br/erros.php>>. Acessado em abril/2016.

testado é considerado suspeito. Se o valor de G_C é maior que o valor crítico para $\alpha = 1\%$, o valor testado é rejeitado. Os dados são ordenados e o teste é repetido para cada maior e menor valor separadamente, até a eliminação de todos os itens discrepantes, caso existam.

Após a eliminação, se necessária, de todos os dados discrepantes, a amostra deve ser avaliada buscando identificar dois itens discrepantes superiores ou inferiores.

O teste é baseado na relação entre a variância da amostra sem considerar dois itens extremos e a variância total da amostra. O valor de G_C é calculado tanto para os extremos superiores quanto para os extremos inferiores. A comparação é feita em seguida com o $G_{CRÍT}$, obtido em tabela, em função do tamanho da amostra e do nível de significância.

5.1.2. Critério estatístico de Chauvenet

O critério de Chauvenet, assim como o de Grubbs, avalia estatisticamente a possível existência de erros grosseiros. O teste consiste em identificar o maior desvio da amostra d_i em relação à média dividido pelo desvio padrão s e compará-lo a um valor crítico tabelado $d_{CRÍT}$, obtido em função da quantidade de amostras, conforme

$$\frac{d_i}{s} = \frac{x_i - \bar{x}}{s} > d_{CRÍT} . \quad (57)$$

Deve-se eliminar um a dois elementos da amostra no máximo. A amostra costuma ser descartada quando duas eliminações não são suficientes para eliminar todos os erros grosseiros.

5.1.2.1. Teste Kolmogorov/Smirnov – KS

O teste KS é um teste não paramétrico que permite avaliar se uma amostra se assemelha a uma distribuição conhecida ou compara duas amostras. O teste de uma amostra (*one sample test*) é baseado na estatística da diferença absoluta D entre duas distribuições acumuladas, a teórica e a amostra aleatória. Neste trabalho, o teste KS foi utilizado para verificar se todos os fatores do medidor, obtidos nas vazões de calibração para cada fluido, têm uma

distribuição que pode ser considerada aderente a uma curva normal ou gaussiana.

Para esta comparação, foi utilizada uma curva normal de média unitária e variância 0,000001. A variância foi adotada a partir do erro máximo admissível para o medidor em uma aplicação de medição fiscal de petróleo (EMA = $\pm 0,2\%$). O desvio padrão, então, foi calculado como sendo a metade deste valor, para testar se os fatores do medidor estariam abaixo do EMA com 95,45% de confiança. Assim, a hipótese nula corresponde à aderência a uma curva normal teórica com média e variância conhecida.

O teste KS consiste em determinar o valor de D e compará-lo com o D_{CRIT} , tabelado, obtido a quantidade de amostras e no nível de significância. O valor de D é a maior diferença entre a função de distribuição acumulada teórica e a calculada para a amostra. Como a função teórica tem a aparência de uma escada, é preciso calcular a diferença entre a função distribuição da amostra e os valores de cada patamar, devido à descontinuidade entre cada patamar. O maior valor de D , para que a curva não seja rejeitada como semelhante a uma normal, deve ser menor que o valor crítico D_{CRIT} , função da quantidade de amostras n e do nível de significância α . A equação 58 representa a comparação:

$$D = \max[|F(A) - F(i)|, |F(A) - F(i - 1)|] < D_{CRIT}(n, \alpha), \quad (58)$$

onde $F(A)$ é a função de distribuição real e $F(i)$ é a função de distribuição teórica.

Vale ressaltar que o item 5.3.3.3 do RTM-Portaria 64 admite que o erro máximo admissível do sistema de medição, quando em serviço pode ser ainda maior. No caso da medição fiscal, é admissível um erro máximo de 0,6% para o sistema de medição.

“5.3.3.3 Admite-se, quando em serviço, que os erros máximos admissíveis do sistema de medição sejam iguais ao dobro dos erros máximos admissíveis estabelecidos para a verificação periódica do mesmo.” (RTM-Portaria INMETRO nº 64).

5.1.3. Teste de média zero

Depois de verificar a existência de valores discrepantes entre os fatores do medidor e se as distribuições destes em cada viscosidade se assemelham a uma distribuição normal, o próximo teste verifica se há diferenças de comportamento entre as distribuições dos fatores do medidor obtidos nas calibrações com óleos diferentes. A comparação é feita entre dois tipos de óleo de cada vez. Como cada medidor foi calibrado com 4 tipos de óleo, foram feitas 6 comparações.

No teste de média zero, a hipótese a ser testada é a igualdade das médias das populações ($\mu_A = \mu_B$). O valor de Z é calculado conforme equação 59, considerando um nível de confiança de 95%, que deve ser menor que a unidade, sendo assim a hipótese testada aceita:

$$Z_{CALC} = \frac{\bar{x}_A - \bar{x}_B}{\sqrt{\frac{(k_A \cdot s_A)^2}{n_A} + \frac{(k_B \cdot s_B)^2}{n_B}}} < 1, \quad (59)$$

onde x_A e x_B são as médias das amostras comparadas, k_A e k_B são valores iguais ao *t-Student* equivalentes a dois desvios padrões para cada amostra, s_A e s_B são os desvios padrões das amostras e n_A e n_B são as quantidades de cada uma das amostras.

5.1.4. Análise de variâncias – ANOVA

O teste ANOVA compara as variâncias dentro dos grupos e entre os grupos. Quanto maior a variação entre os grupos em relação à variação dentro dos grupos, maior a possibilidade de que as médias de cada grupo sejam diferentes.

A variância dentro dos grupos é obtida pela soma das variâncias de cada grupo. A variância entre grupos é obtida pela soma das diferenças quadráticas entre a média de cada grupo e a média de todos os grupos, ponderada ainda pelo número de observações em cada grupo.

A estatística é baseada no teste F , que leva em consideração a quantidade total de observações, a quantidade de grupos e o nível de significância.

5.2.

Avaliação dos medidores ultrassônicos Krohne Altosonic V

Após a apresentação da metodologia de avaliação dos medidores ultrassônicos quanto às variações principalmente de vazão e viscosidade, seguem os resultados obtidos com sete medidores.

No anexo 1 são apresentados recortes dos certificados de calibração dos medidores Altosonic V, com cinco fluidos diferentes (óleos e água).

Conforme detalhado no item 4.2.2, os valores indicados de vazão pelos medidores já foram corrigidos para viscosidade e vazão através do fator K_{RE} , que é função do número de Reynolds e, qualquer diferença encontrada em relação ao valor verdadeiro, pode ser considerada como erro aleatório de medição.

Antes das avaliações estatísticas, são apresentados os comportamentos dos fatores de calibração dos medidores em função das vazões e do número de Reynolds, objetivando identificar tendências em relação às variações de vazões e viscosidades.

5.2.1.

Fatores dos medidores obtidos nas calibrações com os fluidos

No anexo 1, são apresentados recortes dos certificados de calibração dos sete medidores Krohne Altosonic V. Foram utilizados cinco fluidos diferentes nas calibrações de cada medidor.

Os gráficos da figura 27 apresentam os fatores de calibração dos medidores avaliados, com os cinco fluidos e em diversas vazões.

Observa-se que as variações dos fatores de calibração dos medidores, considerando todas as condições de calibração, estão dentro da faixa de 0,2% ($MF=1,000 \pm 0,002$).

Buscando identificar algum padrão de comportamento relacionado às variações de vazão e viscosidade, foi observada alguma tendência relacionada ao fluido ÁGUA. O comportamento dos medidores com este fluido foi um pouco mais previsível do que com os outros fluidos, com o fator de calibração do medidor reduzindo com o aumento da vazão. Com relação aos outros, houve inversão de tendência em pelo menos um dos medidores. Também não foi identificada qualquer tendência dos medidores relacionada às variações de viscosidades.

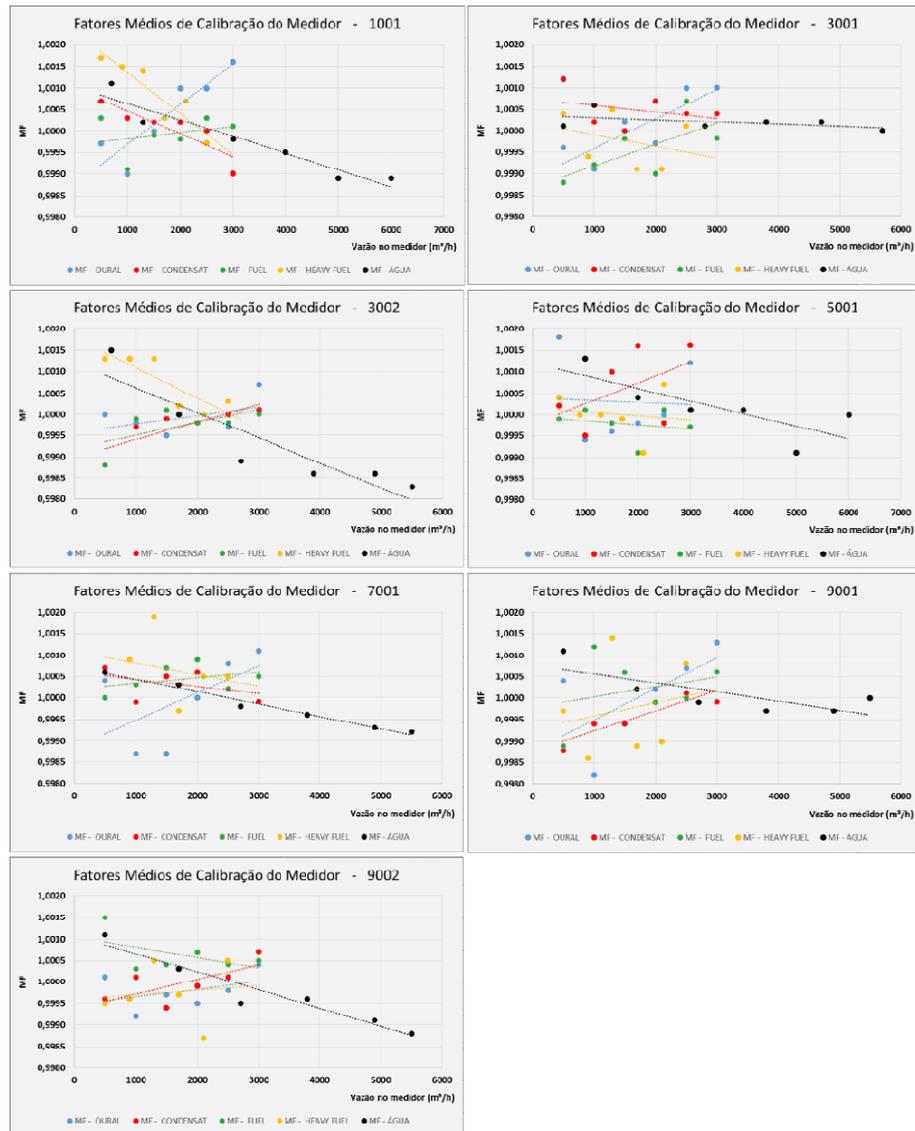


Figura 27 – Fatores médios de calibração dos medidores.

Conforme detalhado no item 4.2.2, os volumes indicados pelos medidores são corrigidos pelo fator K_{RE} , calculado em função do número de Reynolds. Este fator busca compatibilizar a indicação do medidor com as vazões ou volumes informados pelo padrão. Os desvios encontrados podem ser considerados como erros aleatórios de medição, contabilizados nos cálculos de incerteza de medição.

5.2.2. Fatores dos medidores versus número de Reynolds

Os gráficos da figura 28 apresentam os fatores de calibração dos medidores em função do número de Reynolds. Nota-se pequena ou nenhuma

sobreposição de fatores conforme abordado na API MPMS 5.8 [5], que demonstra que o fator de calibração é relacionado com o número de Reynolds desde que o perfil de velocidades do escoamento esteja completamente desenvolvido. Para esta verificação, é necessário que o medidor tenha sido configurado em fábrica (*fingerpint*) para medir fluidos diferentes, dentro de uma faixa de números de Reynolds relativa à aplicação.

Notas-se também que os fatores plotados oscilam em torno da unidade.

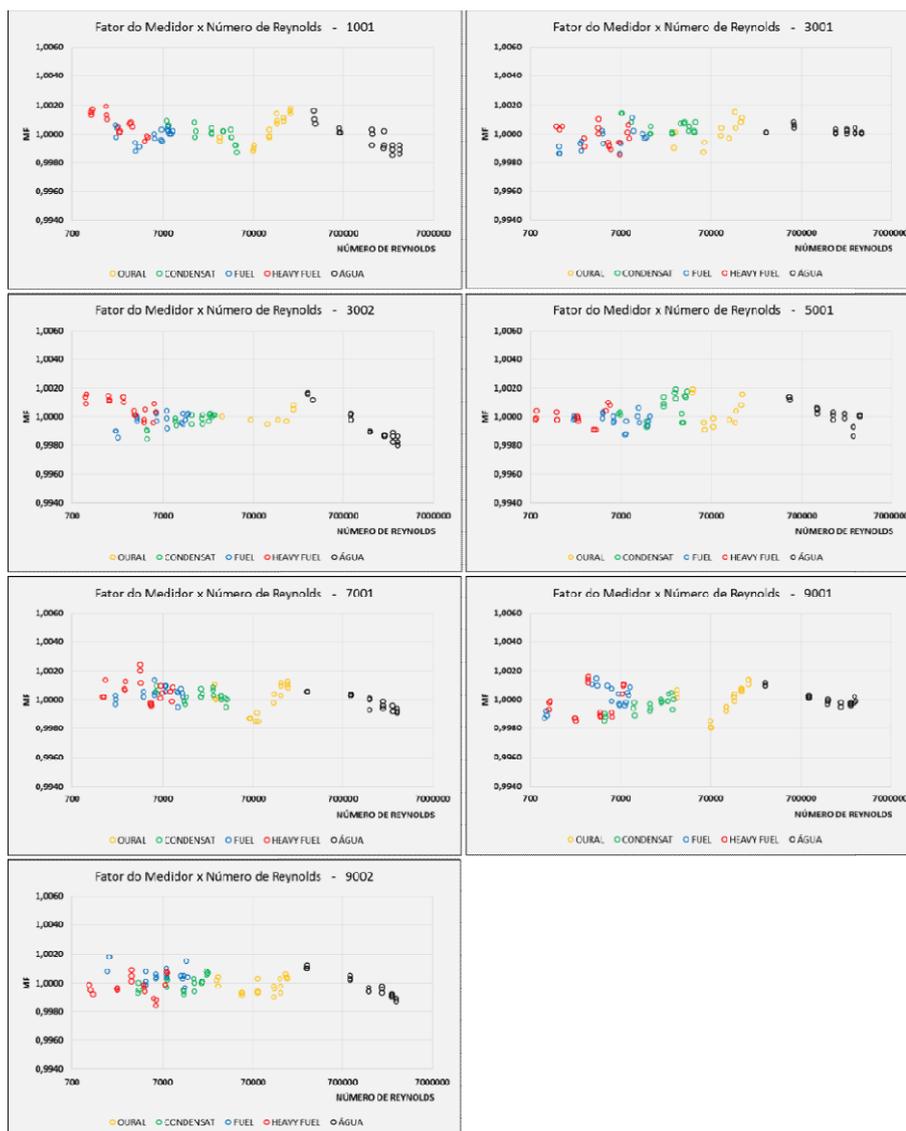


Figura 28 – Fatores de calibração dos medidores em função do número de Reynolds.

5.2.3. Comportamento dos medidores por fluido

Os gráficos da figura 29 apresentam o comportamento dos fatores de calibração dos medidores por fluido. Os medidores apresentam algum padrão de comportamento, mas a aleatoriedade aparenta predominar, considerando ainda que cada ponto plotado é um fator médio.

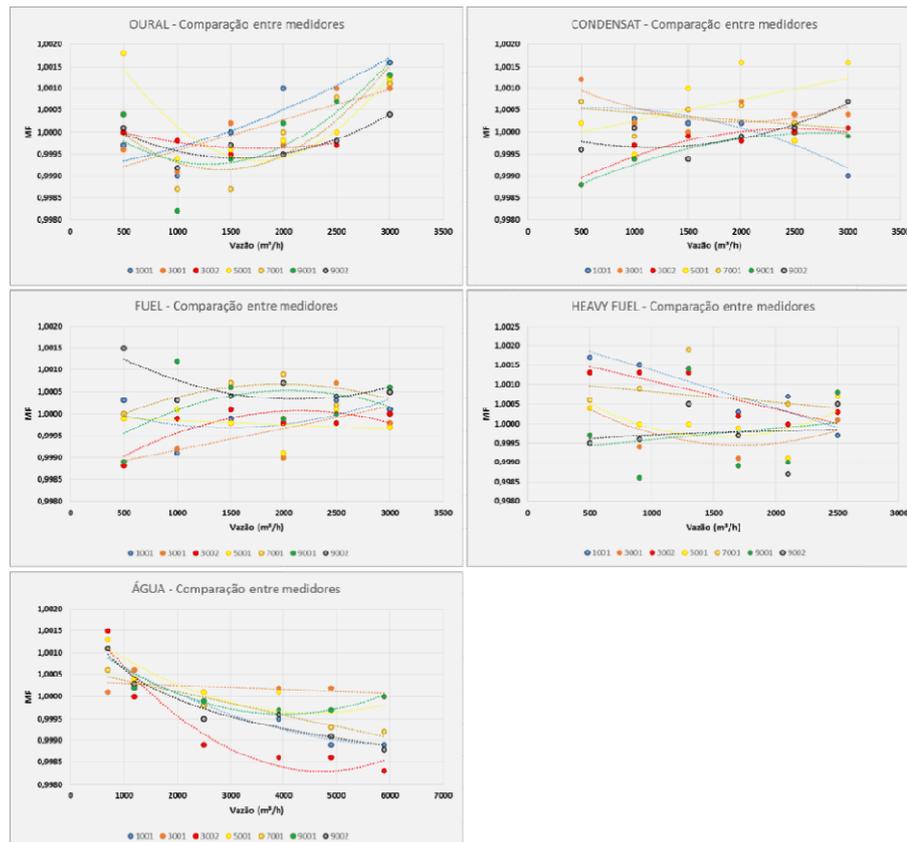


Figura 29 – Padrão de comportamento dos fatores dos medidores com os fluidos.

5.2.4. Avaliações estatísticas

5.2.4.1. Teste de aderência à uma curva normal – Kolmogorov-Smirnov (KS)

Na primeira avaliação estatística foi utilizado o teste Kolmogorov-Smirnov (KS) para verificar a aderência da distribuição dos fatores dos medidores a uma curva normal $X \sim N(1,0000; 0,001^2)$. Esta avaliação foi feita para cada fluido. Antes do teste, o erro sistemático precisou ser corrigido, de forma a igualar as

médias das distribuições e poder verificar a aderência à curva normal. Os resultados do teste apresentados na tabela 3 demonstram que as distribuições dos fatores de calibração dos medidores estão aderentes à curva normal adotada nos testes, considerando todos os fluidos, ao nível de significância de $\alpha=5\%$.

Tabela 3 – Teste de Kolmogorov-Smirnov.

Teste KS - MF normalizado [X-NORMAL(1,0000; 0,001 ²) - $\alpha = 5\%$]						
Medidor	Fluido	Média	DesvPad	D	Dcrit	Aderente ?
1001	OURAL	1,0000	0,0009	0,136	0,309	SIM
	CONDENSAT	1,0000	0,0005	0,254	0,309	SIM
	FUEL	1,0000	0,0005	0,242	0,318	SIM
	HEAVY FUEL	1,0000	0,0008	0,136	0,309	SIM
	ÁGUA	1,0000	0,0008	0,136	0,309	SIM
3001	OURAL	1,0000	0,0009	0,109	0,391	SIM
	CONDENSAT	1,0000	0,0005	0,309	0,309	SIM
	FUEL	1,0000	0,0007	0,184	0,328	SIM
	HEAVY FUEL	1,0000	0,0007	0,156	0,309	SIM
	ÁGUA	1,0000	0,0007	0,156	0,309	SIM
3002	OURAL	1,0000	0,0005	0,309	0,486	SIM
	CONDENSAT	1,0000	0,0005	0,309	0,309	SIM
	FUEL	1,0000	0,0005	0,242	0,309	SIM
	HEAVY FUEL	1,0000	0,0007	0,184	0,309	SIM
	ÁGUA	1,0000	0,0007	0,184	0,309	SIM
5001	OURAL	1,0000	0,0010	0,201	0,391	SIM
	CONDENSAT	1,0000	0,0009	0,147	0,309	SIM
	FUEL	1,0000	0,0005	0,254	0,309	SIM
	HEAVY FUEL	1,0000	0,0006	0,215	0,309	SIM
	ÁGUA	1,0000	0,0006	0,215	0,309	SIM
7001	OURAL	1,0000	0,0010	0,181	0,309	SIM
	CONDENSAT	1,0000	0,0004	0,242	0,309	SIM
	FUEL	1,0000	0,0005	0,254	0,309	SIM
	HEAVY FUEL	1,0000	0,0008	0,136	0,309	SIM
	ÁGUA	1,0000	0,0008	0,136	0,309	SIM
9001	OURAL	1,0000	0,0010	0,155	0,309	SIM
	CONDENSAT	1,0000	0,0006	0,233	0,309	SIM
	FUEL	1,0000	0,0008	0,125	0,318	SIM
	HEAVY FUEL	1,0000	0,0011	0,229	0,318	SIM
	ÁGUA	1,0000	0,0011	0,229	0,318	SIM
9002	OURAL	1,0000	0,0005	0,219	0,309	SIM
	CONDENSAT	1,0000	0,0005	0,212	0,309	SIM
	FUEL	1,0000	0,0006	0,215	0,309	SIM
	HEAVY FUEL	1,0000	0,0007	0,160	0,309	SIM
	ÁGUA	1,0000	0,0007	0,160	0,309	SIM

5.2.4.2.

Crítérios de Grubbs e Chauvenet para eliminação de fatores discrepantes

Nesta avaliação estatística foi verificada a possível existência de fatores discrepantes ou erros grosseiros. Para isto foram utilizados os testes de Grubbs e Chauvenet.

Para o critério de Grubbs, foram considerados os níveis de significância $\alpha=5\%$ e $\alpha=1\%$. O teste com nível de significância de $\alpha=1\%$, apesar de ser

recomendado pela ISO-5725-2 [29] somente para confirmar a existência de itens discrepantes encontrados ao nível de significância $\alpha=5\%$, foi utilizado para todos os fatores neste trabalho. De acordo com a recomendação da ISO-5725-2, foi feito também o teste para dois fatores extremos, superiores e inferiores.

Os fatores discrepantes encontrados em cada teste foram descartados e não foram considerados nos testes estatísticos seguintes, considerando a seguinte ordem: Grubbs 1 elemento ($\alpha=5\%$ e $\alpha=1\%$), Grubbs 2 elementos ($\alpha=5\%$ e $\alpha=1\%$) e Chauvenet, conforme apresentado na tabela 4.

Tabela 4 – Critérios de Grubbs e Chauvenet para detecção de pontos discrepantes.

FATORES DISCREPANTES DESCARTADOS							
Medidor	Fluido	Grubbs: 1 elemento		Grubbs: 2 elementos		Chauvenet	TOTAL
		$\alpha = 5\%$	$\alpha = 1\%$	$\alpha = 5\%$	$\alpha = 1\%$		
1001	OURAL						0
	CONDENSAT					1	1
	FUEL					1	1
	HEAVY FUEL						0
	ÁGUA					9	9
3001	OURAL						0
	CONDENSAT					1	1
	FUEL						0
	HEAVY FUEL						0
	ÁGUA						0
3002	OURAL						0
	CONDENSAT	1					1
	FUEL					1	1
	HEAVY FUEL						0
	ÁGUA					1	1
5001	OURAL						0
	CONDENSAT						0
	FUEL			2		1	3
	HEAVY FUEL						0
	ÁGUA					3	3
7001	OURAL						0
	CONDENSAT						0
	FUEL						0
	HEAVY FUEL						0
	ÁGUA						0
9001	OURAL						0
	CONDENSAT						0
	FUEL						0
	HEAVY FUEL						0
	ÁGUA						0
9002	OURAL						0
	CONDENSAT						0
	FUEL						0
	HEAVY FUEL						0
	ÁGUA						0

Pela quantidade de fatores descartados no critério de Chauvenet relativos ao fluido água, os medidores 1001 e 5001 deveriam ter suas amostras descartadas. Entretanto, neste estudo optou-se por descartar somente os fatores

reprovados e não as amostras, de forma a permitir a avaliação do comportamento dos medidores com todos os fluidos.

Após a avaliação, pode-se observar que o critério de Chauvenet identificou mais fatores discrepantes, sendo mais rígido do que o critério de Grubbs.

5.2.4.3. Teste de média zero

A avaliação seguinte foi o teste de média zero. O objetivo do teste foi avaliar estatisticamente se haviam diferenças entre os fatores médios dos medidores com os diversos fluidos. As comparações entre fluidos foram feitas por medidor, considerando dois fluidos de cada vez.

A tabela 5 apresenta os resultados deste teste para todos os medidores, ressaltando que foram retirados os fatores discrepantes avaliados nos critérios de Grubbs e Chauvenet. Observa-se nesta tabela que os medidores tiveram comportamentos distintos em relação às comparações. As comparações OURAL-CONDENSAT e OURAL-ÁGUA foram as únicas aceitas como tendo médias estatisticamente iguais para todos os medidores, com nível de significância $\alpha=5\%$.

Tabela 5 – Teste de média zero dos fatores dos medidores.

TESTE DE MÉDIA ZERO ($\alpha = 5\%$)										
Medidor	Fluidos A - B	n-A	n-B	x-A	x-B	s-A	s-B	Zcalc	Zcrit	Ho
1001	OURAL - CONDENSAT	18	17	1,0004	1,0001	0,000942	0,000474	0,480428	1	ACEITA
	OURAL - FUEL	18	16	1,0004	1,0000	0,000942	0,000427	0,777143	1	ACEITA
	OURAL - HEAVY FUEL	18	18	1,0004	1,0009	0,000942	0,000771	-0,780779	1	ACEITA
	OURAL - ÁGUA	18	9	1,0004	1,0005	0,000942	0,000525	-0,157853	1	ACEITA
	CONDENSAT - FUEL	17	16	1,0001	1,0000	0,000474	0,000427	0,452787	1	ACEITA
	CONDENSAT - HEAVY FUEL	17	18	1,0001	1,0009	0,000474	0,000771	-1,552933	1	REJEITA
	CONDENSAT - ÁGUA	17	9	1,0001	1,0005	0,000474	0,000525	-0,705884	1	ACEITA
	FUEL - HEAVY FUEL	16	18	1,0000	1,0009	0,000427	0,000771	-1,910917	1	REJEITA
	FUEL - ÁGUA	16	9	1,0000	1,0005	0,000427	0,000525	-1,025729	1	REJEITA
	HEAVY FUEL - ÁGUA	18	9	1,0009	1,0005	0,000771	0,000525	0,642464	1	ACEITA
3001	OURAL - CONDENSAT	11	18	1,0001	1,0005	0,000865	0,000451	-0,614506	1	ACEITA
	OURAL - FUEL	11	15	1,0001	0,9994	0,000865	0,000577	1,016474	1	REJEITA
	OURAL - HEAVY FUEL	11	18	1,0001	0,9998	0,000865	0,000691	0,468652	1	ACEITA
	OURAL - ÁGUA	11	18	1,0001	1,0002	0,000865	0,000228	-0,179719	1	ACEITA
	CONDENSAT - FUEL	18	15	1,0005	0,9994	0,000451	0,000577	2,710971	1	REJEITA
	CONDENSAT - HEAVY FUEL	18	18	1,0005	0,9998	0,000451	0,000691	1,658493	1	REJEITA
	CONDENSAT - ÁGUA	18	18	1,0005	1,0002	0,000451	0,000228	1,070649	1	REJEITA
	FUEL - HEAVY FUEL	15	18	0,9994	0,9998	0,000577	0,000691	-0,740085	1	ACEITA
	FUEL - ÁGUA	15	18	0,9994	1,0002	0,000577	0,000228	-2,229414	1	REJEITA
	HEAVY FUEL - ÁGUA	18	18	0,9998	1,0002	0,000691	0,000228	-1,137746	1	REJEITA
3002	OURAL - CONDENSAT	7	17	1,0000	0,9998	0,000467	0,000375	0,453002	1	ACEITA
	OURAL - FUEL	7	17	1,0000	0,9998	0,000467	0,000435	0,417052	1	ACEITA
	OURAL - HEAVY FUEL	7	18	1,0000	1,0007	0,000467	0,000675	-1,241366	1	REJEITA
	OURAL - ÁGUA	7	17	1,0000	0,9994	0,000467	0,001159	0,814242	1	ACEITA
	CONDENSAT - FUEL	17	17	0,9998	0,9998	0,000375	0,000435	-0,038936	1	ACEITA
	CONDENSAT - HEAVY FUEL	17	18	0,9998	1,0007	0,000375	0,000675	-2,250312	1	REJEITA
	CONDENSAT - ÁGUA	17	17	0,9998	0,9994	0,000375	0,001159	0,596584	1	ACEITA
	FUEL - HEAVY FUEL	17	18	0,9998	1,0007	0,000435	0,000675	-2,131357	1	REJEITA
	FUEL - ÁGUA	17	17	0,9998	0,9994	0,000435	0,001159	0,604545	1	ACEITA
	HEAVY FUEL - ÁGUA	18	17	1,0007	0,9994	0,000675	0,001159	1,818523	1	REJEITA
5001	OURAL - CONDENSAT	11	18	1,0003	1,0006	0,001014	0,000895	-0,329579	1	ACEITA
	OURAL - FUEL	11	15	1,0003	0,9999	0,001014	0,000242	0,678778	1	ACEITA
	OURAL - HEAVY FUEL	11	18	1,0003	1,0000	0,001014	0,000561	0,416419	1	ACEITA
	OURAL - ÁGUA	11	15	1,0003	1,0001	0,001014	0,000472	0,298254	1	ACEITA
	CONDENSAT - FUEL	18	15	1,0006	0,9999	0,000895	0,000242	1,593806	1	REJEITA
	CONDENSAT - HEAVY FUEL	18	18	1,0006	1,0000	0,000895	0,000561	1,065018	1	REJEITA
	CONDENSAT - ÁGUA	18	15	1,0006	1,0001	0,000895	0,000472	0,914716	1	ACEITA
	FUEL - HEAVY FUEL	15	18	0,9999	1,0000	0,000242	0,000561	-0,517894	1	ACEITA
	FUEL - ÁGUA	15	15	0,9999	1,0001	0,000242	0,000472	-0,835902	1	ACEITA
	HEAVY FUEL - ÁGUA	18	15	1,0000	1,0001	0,000561	0,000472	-0,225742	1	ACEITA
7001	OURAL - CONDENSAT	18	18	1,0000	1,0003	0,001030	0,000407	-0,601478	1	ACEITA
	OURAL - FUEL	18	18	1,0000	1,0004	0,001030	0,000460	-0,841980	1	ACEITA
	OURAL - HEAVY FUEL	18	18	1,0000	1,0007	0,001030	0,000782	-1,106295	1	REJEITA
	OURAL - ÁGUA	18	18	1,0000	0,9998	0,001030	0,000549	0,224481	1	ACEITA
	CONDENSAT - FUEL	18	18	1,0003	1,0004	0,000407	0,000460	-0,462331	1	ACEITA
	CONDENSAT - HEAVY FUEL	18	18	1,0003	1,0007	0,000407	0,000782	-0,843285	1	ACEITA
	CONDENSAT - ÁGUA	18	18	1,0003	0,9998	0,000407	0,000549	1,319974	1	REJEITA
	FUEL - HEAVY FUEL	18	18	1,0004	1,0007	0,000460	0,000782	-0,514814	1	ACEITA
	FUEL - ÁGUA	18	18	1,0004	0,9998	0,000460	0,000549	1,643581	1	REJEITA
	HEAVY FUEL - ÁGUA	18	18	1,0007	0,9998	0,000782	0,000549	1,721917	1	REJEITA
9001	OURAL - CONDENSAT	18	18	1,0000	0,9996	0,001043	0,000550	0,750348	1	ACEITA
	OURAL - FUEL	18	17	1,0000	1,0002	0,001043	0,000826	-0,208302	1	ACEITA
	OURAL - HEAVY FUEL	18	17	1,0000	0,9998	0,001043	0,001101	0,312481	1	ACEITA
	OURAL - ÁGUA	18	18	1,0000	1,0001	0,001043	0,000501	-0,094423	1	ACEITA
	CONDENSAT - FUEL	18	17	0,9996	1,0002	0,000550	0,000826	-1,146835	1	REJEITA
	CONDENSAT - HEAVY FUEL	18	17	0,9996	0,9998	0,000550	0,001101	-0,308545	1	ACEITA
	CONDENSAT - ÁGUA	18	18	0,9996	1,0001	0,000550	0,000501	-1,297710	1	REJEITA
	FUEL - HEAVY FUEL	17	17	1,0002	0,9998	0,000826	0,001101	0,520118	1	ACEITA
	FUEL - ÁGUA	17	18	1,0002	1,0001	0,000826	0,000501	0,168132	1	ACEITA
	HEAVY FUEL - ÁGUA	17	18	0,9998	1,0001	0,001101	0,000501	-0,461505	1	ACEITA
9002	OURAL - CONDENSAT	18	18	0,9998	1,0000	0,000520	0,000493	-0,442134	1	ACEITA
	OURAL - FUEL	18	18	0,9998	1,0006	0,000520	0,000583	-2,124590	1	REJEITA
	OURAL - HEAVY FUEL	18	18	0,9998	0,9997	0,000520	0,000690	0,101073	1	ACEITA
	OURAL - ÁGUA	18	18	0,9998	0,9997	0,000520	0,000790	0,115503	1	ACEITA
	CONDENSAT - FUEL	18	18	1,0000	1,0006	0,000493	0,000583	-1,759793	1	REJEITA
	CONDENSAT - HEAVY FUEL	18	18	1,0000	0,9997	0,000493	0,000690	0,462989	1	ACEITA
	CONDENSAT - ÁGUA	18	18	1,0000	0,9997	0,000493	0,000790	0,444743	1	ACEITA
	FUEL - HEAVY FUEL	18	18	1,0006	0,9997	0,000583	0,000690	1,879004	1	REJEITA
	FUEL - ÁGUA	18	18	1,0006	0,9997	0,000583	0,000790	1,751580	1	REJEITA
	HEAVY FUEL - ÁGUA	18	18	0,9997	0,9997	0,000690	0,000790	0,020236	1	ACEITA

5.2.4.4. Análise de variâncias (ANOVA)

A seguir foi feita a análise de variâncias (ANOVA) dos fatores de calibração do medidor com fluidos diferentes, com o objetivo de confirmar o teste anterior. A tabela 6 apresenta os resultados desta análise para cada medidor com todos os fluidos. Observa-se que somente o medidor 9001 demonstrou

comportamento idêntico para todos os fluidos, segundo a análise de variâncias ($F < F_{CRÍT}$). Para todos os outros, a hipótese testada, variâncias iguais, foi rejeitada com nível de confiança de 95%.

Tabela 6 – ANOVA dos fatores de calibração dos medidores com todos os fluidos.

Medidor	Fluidos	ANOVA $\alpha = 5\%$						
		Fonte da variação	SQ	gl	MQ	F	valor-P	F crítico
1001	OURAL	Entre grupos	8,15411E-06	4	2,04E-06	4,414743	0,002984	2,497129
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	3,37081E-05	73	4,62E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	4,18622E-05	77				
3001	OURAL	Entre grupos	1,13958E-05	4	2,85E-06	8,680839	8,19E-06	2,493696
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	2,46141E-05	75	3,28E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	3,60099E-05	79				
3002	OURAL	Entre grupos	1,63636E-05	4	4,09E-06	8,107558	1,92E-05	2,50076
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	3,58252E-05	71	5,05E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	5,21888E-05	75				
5001	OURAL	Entre grupos	5,72268E-06	4	1,43E-06	3,103684	0,020506	2,498919
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	3,3189E-05	72	4,61E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	3,89117E-05	76				
7001	OURAL	Entre grupos	8,90111E-06	4	2,23E-06	4,731936	0,001701	2,479015
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	3,99728E-05	85	4,7E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	4,88739E-05	89				
9001	OURAL	Entre grupos	4,18232E-06	4	1,05E-06	1,490807	0,212421	2,481661
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	5,82122E-05	83	7,01E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	6,23945E-05	87				
9002	OURAL	Entre grupos	1,04418E-05	4	2,61E-06	6,681913	0,0001	2,479015
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	3,32072E-05	85	3,91E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	4,3649E-05	89				

Em seguida, foram identificados os fluidos que apresentavam um comportamento distinto em relação ao restante do grupo. Para eliminação de fluidos foi levado em consideração o resultado dos testes de média zero. Na tabela 7 são apresentadas as análises de variâncias de cada medidor após a retirada dos fluidos de comportamento discrepante. A hipótese testada, variâncias iguais, foi aceita para todos os medidores, com nível de confiança de 95%.

Tabela 7 – ANOVA dos fatores de calibração dos medidores excluindo os fluidos com comportamento distinto do grupo.

Medidor	Fluidos	ANOVA $\alpha = 5\%$						
		Fonte da variação	SQ	gl	MQ	F	valor-P	F crítico
1001	OURAL	Entre grupos	2,26404E-06	3	7,55E-07	1,789858	0,159586	2,769431
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	2,3612E-05	56	4,22E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	2,5876E-05	59				
3001	OURAL	Entre grupos	1,7875E-06	2	8,94E-07	2,384917	0,103904	3,209278
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	1,64891E-05	44	3,75E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	1,82766E-05	46				
3002	OURAL	Entre grupos	2,55829E-06	3	8,53E-07	1,639501	0,191031	2,775762
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	2,80874E-05	54	5,2E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	3,06457E-05	57				
5001	OURAL	Entre grupos	1,54911E-06	3	5,16E-07	1,451124	0,23795	2,772537
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	1,95712E-05	55	3,56E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	2,11203E-05	58				
7001	OURAL	Entre grupos	2,21593E-06	2	1,11E-06	2,310458	0,109513	3,178799
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	2,44567E-05	51	4,8E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	2,66726E-05	53				
9001	OURAL	Entre grupos	4,18232E-06	4	1,05E-06	1,490807	0,212421	2,481661
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	5,82122E-05	83	7,01E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	6,23945E-05	87				
9002	OURAL	Entre grupos	5,41528E-07	3	1,81E-07	0,447535	0,719841	2,739502
	CONDENSAT	Dentro dos grupos	2,74272E-05	68	4,03E-07			
	FUEL							
	HEAVY FUEL							
	ÁGUA	Total	2,79687E-05	71				

Após a análise dos resultados concluiu-se que, após as exclusões, não foram identificados qualquer padrão de comportamento. O fluido HEAVY FUEL foi excluído em 3 medidores. Os fluidos FUEL e CONDENSAT tiveram 2 exclusões e o fluido ÁGUA foi excluído apenas uma vez. Um medidor não teve fluido excluído, quatro tiveram um fluido e dois tiveram dois fluidos excluídos.

5.2.5. Ajuste da curva de calibração pelo método dos mínimos quadrados

Após as análises estatísticas, utilizou-se o método dos mínimos quadrados para ajuste da curva de calibração. Para identificar o grau do polinômio, foi verificado o menor desvio médio quadrático e levaram-se em consideração todos os pontos validados pelos critérios de Grubbs e Chauvenet. O objetivo foi

observar o comportamento das curvas ajustadas em relação ao limite de $\pm 0,2\%$, exigido pelo RTM 2013 para uma aplicação de medição fiscal de petróleo.

Para as curvas ajustadas dos medidores com cada fluido, buscou-se o melhor utilizar polinômios de primeiro ou segundo grau.

A tabela 8 apresenta a incerteza expandida dos fatores de calibração dos medidores após o ajuste. Observa-se que dois medidores ultrapassaram o valor de 0,2% com os fluidos CONDENSAT e HEAVY FUEL.

Tabela 8 – Incertezas dos fatores de calibração dos medidores após ajuste pelo método dos mínimos quadrados

MEDIDOR	INCERTEZAS EXPANDIDAS DO FATOR DE CALIBRAÇÃO DO MEDIDOR - U(MF)				
	OURAL	CONDENSAT	FUEL	HEAVY FUEL	ÁGUA
1001	0,0015	0,0013	0,0014	0,0014	0,0006
3001	0,0015	0,0015	0,0015	0,0018	0,0005
3002	0,0012	0,0013	0,0014	0,0015	0,0006
5001	0,0016	0,0021	0,0012	0,0015	0,0006
7001	0,0018	0,0014	0,0015	0,0020	0,0006
9001	0,0018	0,0014	0,0020	0,0026	0,0004
9002	0,0014	0,0014	0,0016	0,0019	0,0006

5.2.5.1.

Ajuste da curva de calibração para o fluido Oural

Os gráficos da figura 30 apresentam os comportamentos dos fatores de calibração de cada medidor com o fluido OURAL. Observa-se uma tendência dos fatores, mas não se pode afirmar que existe uma previsibilidade relacionada a variação de vazão para este fluido. Mesmo após a exclusão de fatores discrepantes, a aleatoriedade aparenta predominar.

Com a correção do erro sistemático por meio do uso do fator de calibração do medidor, todas as estimativas de incerteza ficaram abaixo do erro máximo admissível para uma aplicação de medição fiscal de petróleo.

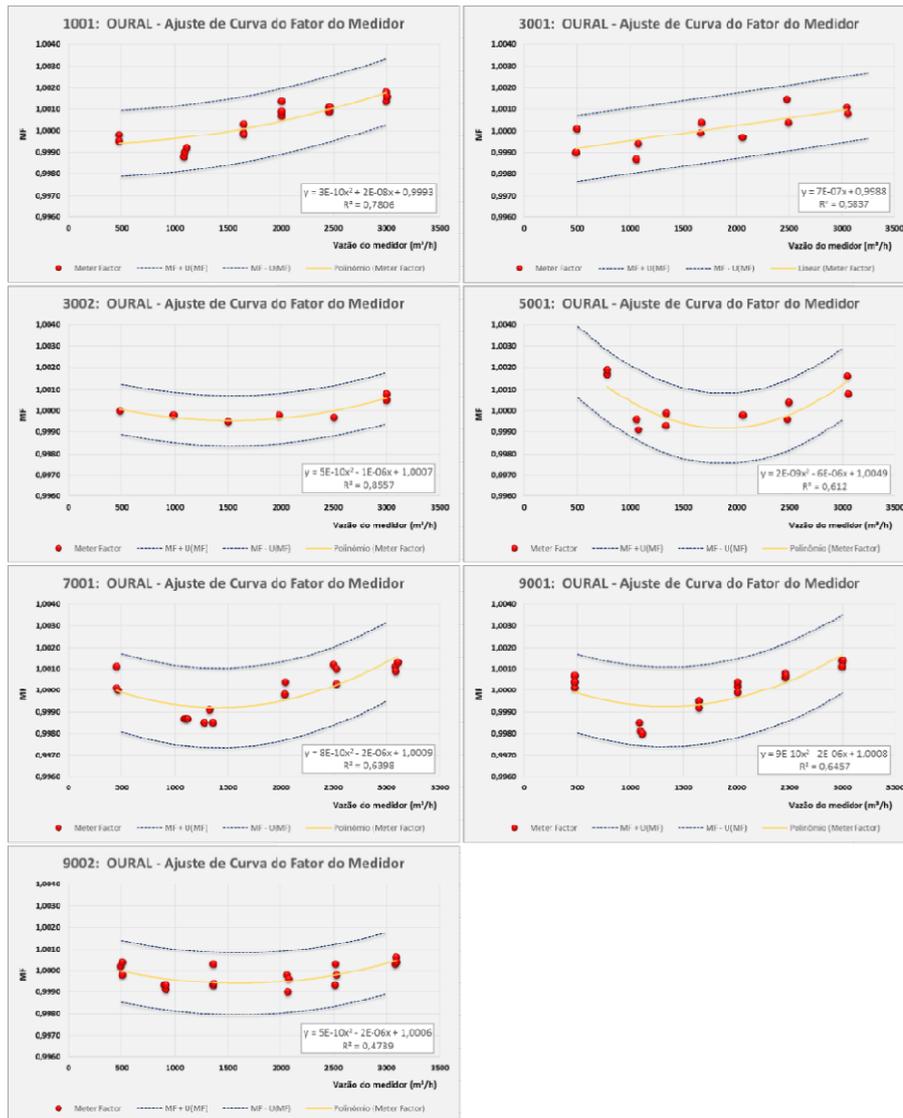


Figura 30 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido OURAL.

5.2.5.2. Ajuste da curva de calibração para o fluido Condensat

Os gráficos da figura 31 apresentam os comportamentos dos fatores de calibração de cada medidor com o fluido CONDENSAT. Observa-se uma tendência dos fatores, mas não se pode afirmar que existe uma previsibilidade relacionada a variação de vazão para este fluido. Mesmo após a exclusão de fatores discrepantes, a aleatoriedade aparenta predominar.

Com a correção do erro sistemático por meio do uso do fator de calibração do medidor, todas as estimativas de incerteza ficaram abaixo do erro máximo

admissível para uma aplicação de medição fiscal de petróleo, exceto para o medidor 5001.

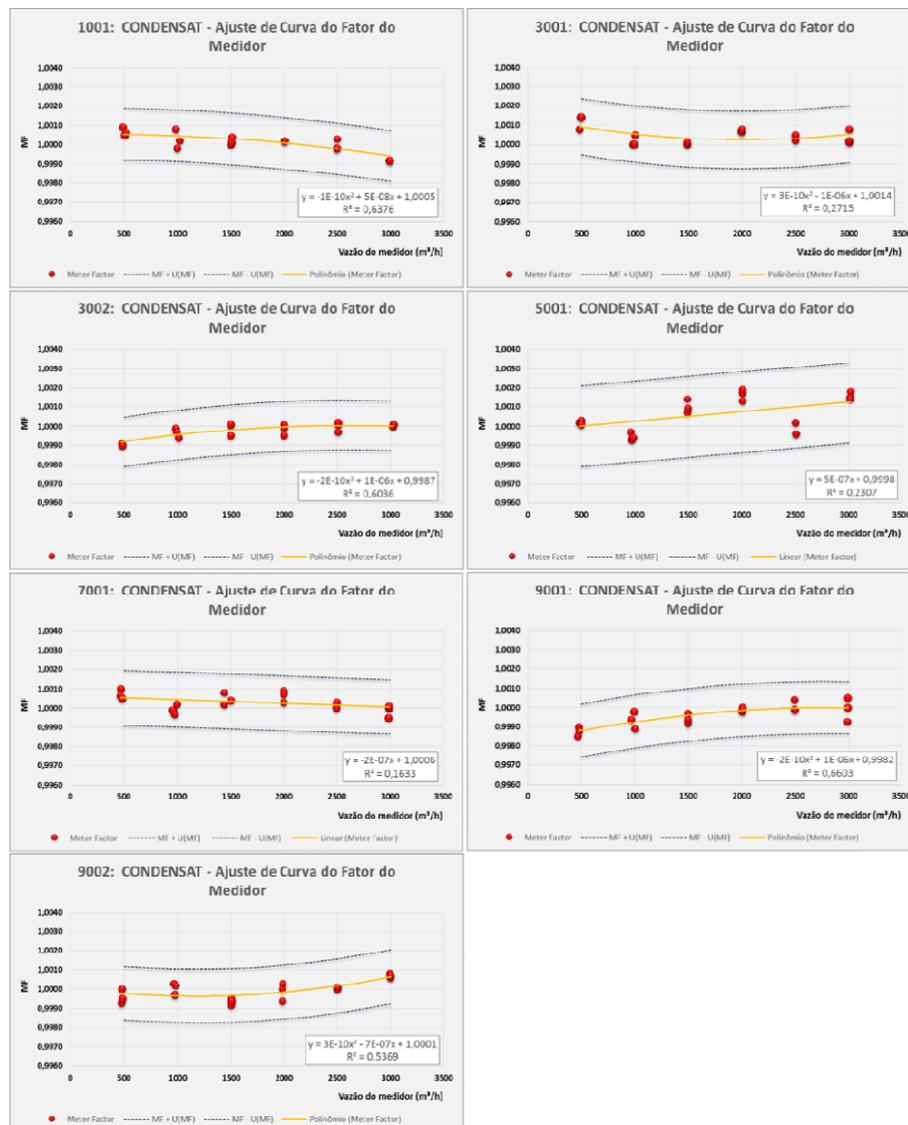


Figura 31 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido CONDENSAT.

5.2.5.3. Ajuste da curva de calibração para o fluido Fuel

Os gráficos da figura 32 apresentam os comportamentos dos fatores de calibração de cada medidor com o fluido FUEL. Observa-se tendência aleatória dos fatores, mas não se pode afirmar que existe uma previsibilidade relacionada a variação de vazão para este fluido. Mesmo após a exclusão de fatores discrepantes, a aleatoriedade aparenta predominar.

Com a correção do erro sistemático por meio do uso do fator de calibração do medidor, todas as estimativas de incerteza ficaram abaixo do erro máximo admissível para uma aplicação de medição fiscal de petróleo.

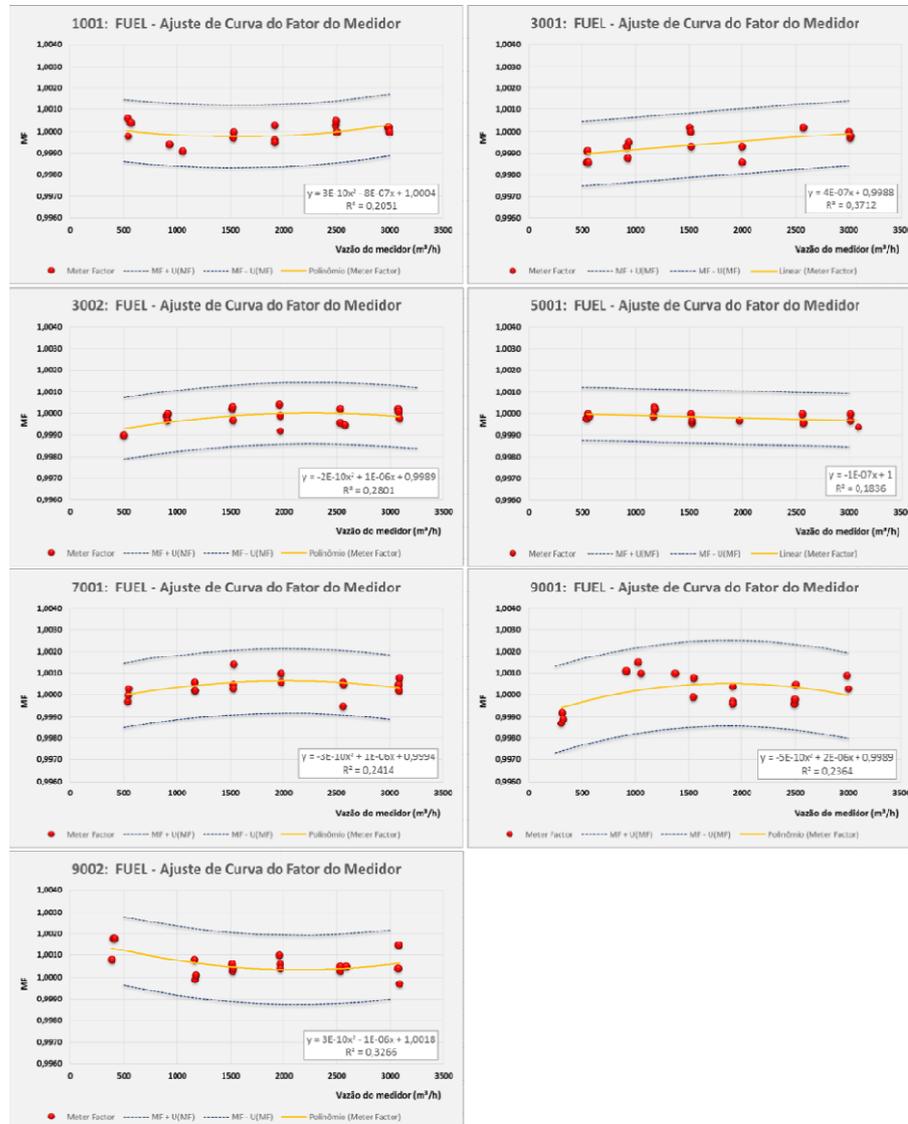


Figura 32 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido FUEL.

5.2.5.4. Ajuste da curva de calibração para o fluido Heavy Fuel

Os gráficos da figura 33 apresentam os comportamentos dos fatores de calibração de cada medidor com o fluido HEAVY FUEL. Observa-se uma tendência dos fatores, mas não se pode afirmar que existe uma previsibilidade

relacionada a variação de vazão para este fluido. Mesmo após a exclusão de fatores discrepantes, a aleatoriedade aparenta predominar.

Exceto para o medidor 9001, após a correção do erro sistemático por meio do uso do fator de calibração do medidor todas as estimativas de incerteza ficaram abaixo do erro máximo admissível para uma aplicação de medição fiscal de petróleo.

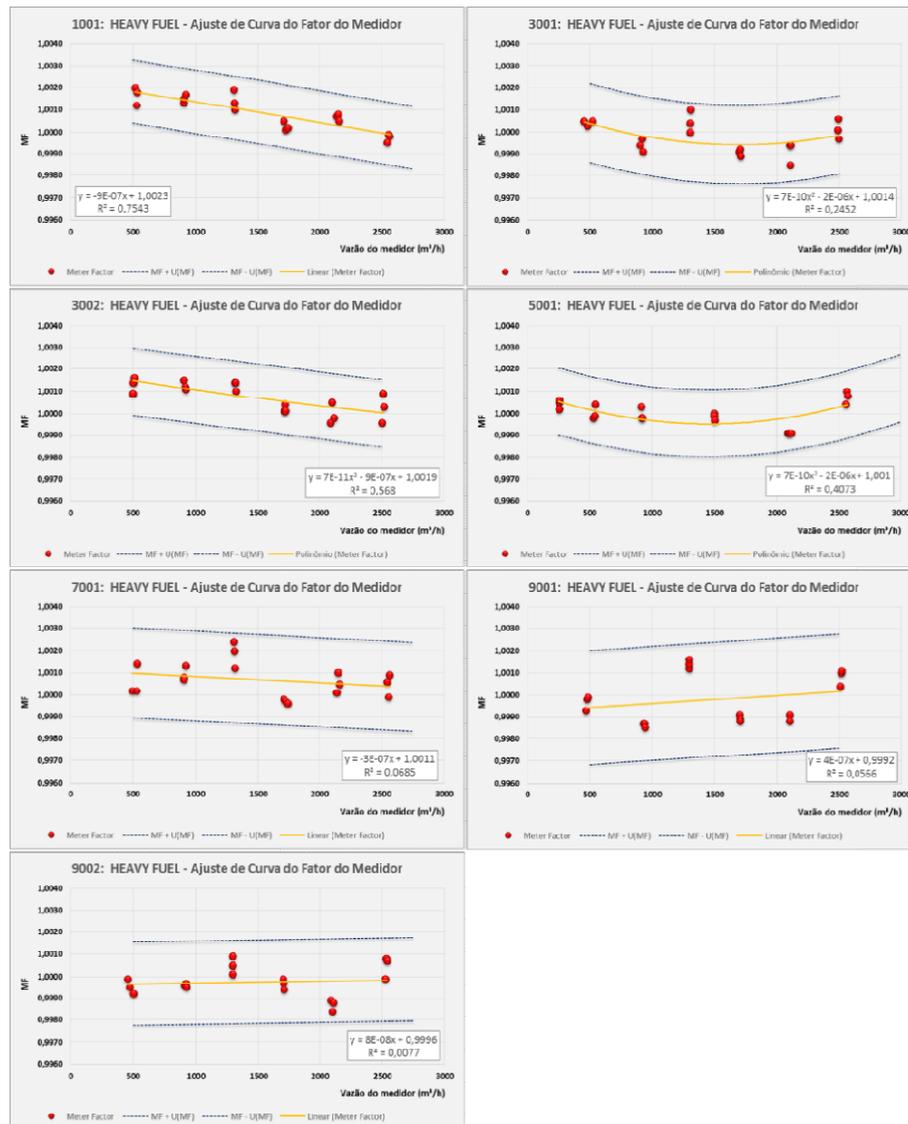


Figura 33 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido HEAVY FUEL.

5.2.5.5. Ajuste da curva de calibração para o fluido Água

Os gráficos da figura 34 apresentam os comportamentos dos fatores de calibração de cada medidor com o fluido ÁGUA. Observa-se uma tendência dos fatores, mas não se pode afirmar que existe uma previsibilidade relacionada a variação de vazão para este fluido. Mesmo após a exclusão de fatores discrepantes, a aleatoriedade aparenta predominar.

Com a correção do erro sistemático por meio do uso do fator de calibração do medidor, todas as estimativas de incerteza ficaram abaixo do erro máximo admissível para uma aplicação de medição fiscal de petróleo.

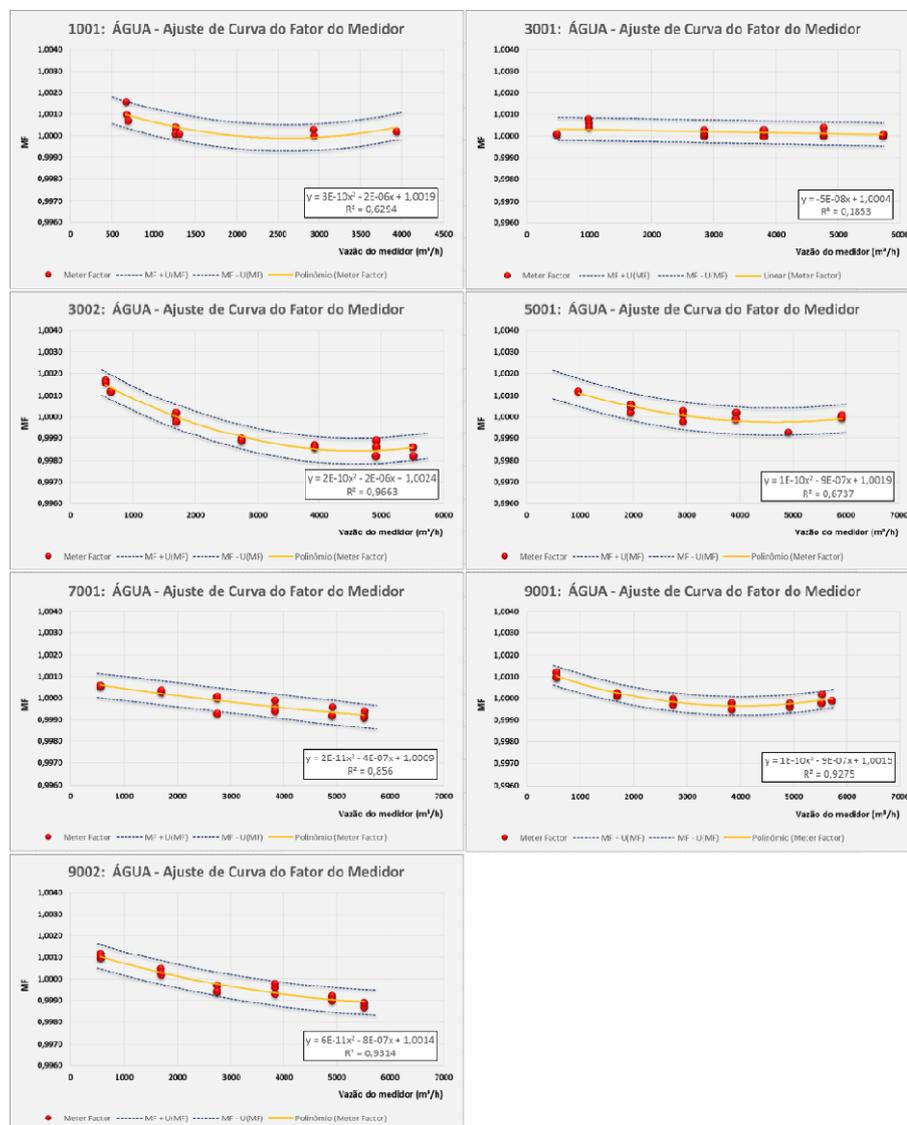


Figura 34 – Curvas ajustadas para fatores de calibração dos medidores com o fluido ÁGUA.

5.2.5.6.

Avaliação dos ajustes das curvas dos fatores de calibração

Em seguida foi feito um teste análogo ao critério de Grubbs para identificar erros grosseiros na comparação entre os fatores obtidos nas calibrações e os fatores obtidos nas curvas ajustadas para os diferentes fluidos. Foi encontrado apenas um fator discrepante no medidor 3002 para o fluido OURAL, conforme apresentado na tabela 9, considerando tanto nível de significância de $\alpha=5\%$ como de $\alpha=1\%$.

Tabela 9 – Teste análogo ao critério de Grubbs para identificar fatores discrepantes.

TESTE SIMILAR A GRUBBS			
MEDIDOR	FLUIDO	QUANT.	DISCREPANTE
1001	OURAL	18	-
	CONDENSAT	17	-
	FUEL	16	-
	HEAVY FUEL	18	-
	ÁGUA	9	-
3001	OURAL	11	-
	CONDENSAT	18	-
	FUEL	13	-
	HEAVY FUEL	18	-
	ÁGUA	18	-
3002	OURAL	7	1
	CONDENSAT	17	-
	FUEL	17	-
	HEAVY FUEL	18	-
	ÁGUA	17	-
5001	OURAL	11	-
	CONDENSAT	18	-
	FUEL	15	-
	HEAVY FUEL	18	-
	ÁGUA	15	-
7001	OURAL	18	-
	CONDENSAT	18	-
	FUEL	18	-
	HEAVY FUEL	18	-
	ÁGUA	18	-
9001	OURAL	18	-
	CONDENSAT	18	-
	FUEL	17	-
	HEAVY FUEL	17	-
	ÁGUA	18	-
9002	OURAL	18	-
	CONDENSAT	18	-
	FUEL	18	-
	HEAVY FUEL	18	-
	ÁGUA	18	-

5.2.5.7. Comportamento dos medidores com cada fluido após ajuste dos fatores

A figura 35 apresenta os gráficos com o comportamento dos fatores de cada medidor com os fluidos utilizados na calibração por meio de curvas ajustadas. Os gráficos evidenciam a predominância da aleatoriedade dos fatores de calibração dos medidores. Não é possível afirmar que vazões e viscosidades tenham alguma influência previsível nos fatores de calibração.



Figura 35 – Comparação das curvas ajustadas para fatores de calibração por medidor.

5.2.6.

Avaliação do comportamento do medidor com um fator de calibração único para todas as vazões e viscosidades

Após todos os testes e eliminações de erros grosseiros, não foi possível concluir sobre qualquer influência adicional da viscosidade e da vazão sobre os resultados do medidor, além das corrigidas pelo seu software interno, usando o fator de calibração K_{RE} , que tem dependência do número de Reynolds.

É de se esperar que, quando um fabricante está calibrando seu medidor para o cliente, este seja ajustado para que sua saída reflita o valor mais próximo possível da entrada. No caso do medidor Altosonic V, o ajuste é feito pelo fator K_{RE} , sendo esperado que este corrija os volumes informados de forma a se aproximar dos volumes medidos. Assim, independente das variações de vazão e viscosidade, a média esperada do fator de calibração do medidor deve ficar próximo da unidade, considerando todas as variáveis de influência no medidor. A aleatoriedade sempre existirá em qualquer tecnologia de medição, mas neste caso poderá ser reduzida com a calibração por faixa de Reynolds acordo com a aplicação do cliente (*fingerprint*).

Considerando que o medidor foi ajustado em fábrica para medir as faixas de vazões calibradas para todos os fluidos e que, nas medições em campo os erros grosseiros não podem ser facilmente identificados, todos os fatores obtidos nas calibrações foram plotados nos histogramas da figura 36, mesmo aqueles que tinham sido eliminados pelos testes de detecção de erros grosseiros.

Com todos os fatores de calibração plotados nos histogramas de cada medidor, as distribuições apresentaram semelhanças com uma curva normal ou triangular.

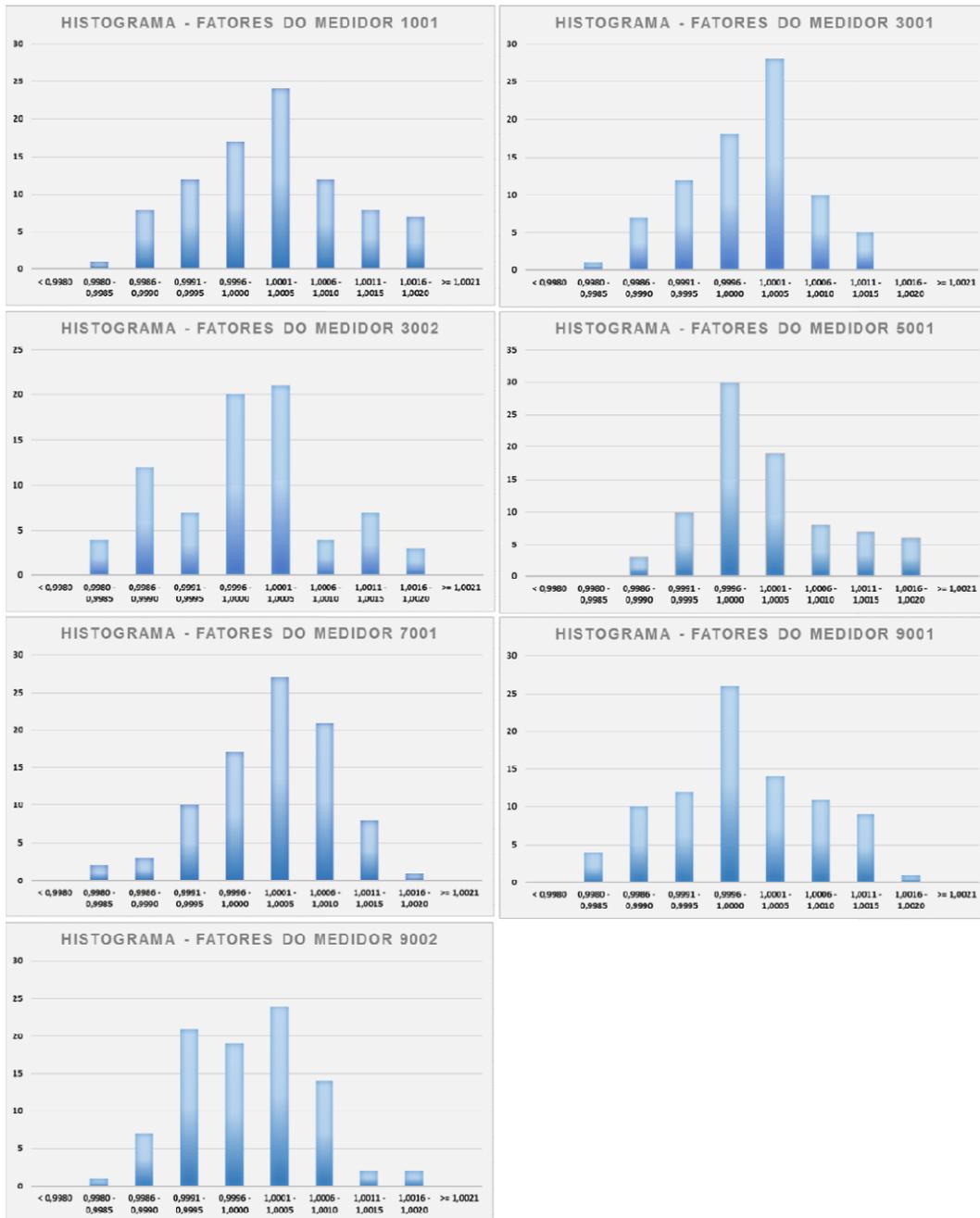


Figura 36 – Histogramas com fatores de calibração dos medidores.

Considerando as distribuições dos medidores como gaussianas, na tabela 10 são apresentados os resumos estatísticos para cada medidor.

Tabela 10 – Resumo estatístico dos fatores de calibração dos medidores.

RESUMO ESTATÍSTICO - FATORES DE CALIBRAÇÃO					
Medidor	Total de amostras	Média	Desvio Padrão	Média + 2 desvios padrões	Média - 2 desvios padrões
1001	89	1,0002	0,0008	1,0019	0,9985
3001	81	1,0000	0,0007	1,0014	0,9987
3002	79	0,9999	0,0009	1,0016	0,9981
5001	83	1,0002	0,0008	1,0017	0,9986
7001	90	1,0002	0,0007	1,0017	0,9988
9001	88	0,9999	0,0008	1,0016	0,9982
9002	90	1,0000	0,0007	1,0014	0,9986

Observa-se na tabela que o fator médio de cada medidor ficou muito próximo da unidade. Com 95,45% de probabilidade, ou duas vezes o desvio padrão, o erro máximo admissível não foi alcançado em nenhum dos medidores. Após a observação dos dados da tabela pode-se confirmar que, com o ajuste de fábrica para aplicação do cliente (*fingerprint*), os fatores de calibração apresentaram comportamentos aleatórios, oscilando em torno de uma média próxima de um.

Considerando uma distribuição normal, as incertezas expandidas relativas dos fatores de calibração dos medidores são apresentadas na tabela 11, com 95,45% de nível de confiança. Nos cálculos destas incertezas, teve maior contribuição a incerteza do volume informado pelo padrão.

Tabela 11 – Incertezas expandidas relativas dos fatores de calibração dos medidores.

Medidor	U
1001	0,12%
3001	0,12%
3002	0,12%
5001	0,12%
7001	0,12%
9001	0,12%
9002	0,11%

Sendo considerada uma distribuição normal para todos os fatores de calibração dos medidores, a tabela 12 apresenta as probabilidades de os limites estipulados pelo RTM 2013 ($\pm 0,2\%$) serem ultrapassados. Considerando-se somente os tipos de distribuições apresentados pelos fatores dos sete

medidores Altosonic V durante as calibrações, a probabilidade de ultrapassarem o limite de 0,2% é nula.

Tabela 12 – Probabilidades de os MF ultrapassarem os limites do RTM 2013.

PROBABILIDADE ERRO > $\pm 0,2\%$			
Medidor	MF < 0,9980	MF > 1,0020	Probabilidade total
1001	0,47%	1,60%	2,07%
3001	0,16%	0,18%	0,34%
3002	1,60%	0,80%	2,40%
5001	0,24%	0,88%	1,12%
7001	0,13%	0,87%	1,00%
9001	1,14%	0,72%	1,86%
9002	0,25%	0,19%	0,43%

Com o uso de um fator de calibração unitário para todas as vazões e fluidos, os medidores apresentaram um comportamento melhor do que se fossem utilizados fatores diferenciados obtidos através de curvas ajustadas. As análises estatísticas ajudaram a evidenciar distribuições aleatórias dos fatores de calibração dos medidores, independente das vazões ou fluidos utilizados. Assim, o procedimento do fabricante de calibração por Reynolds (*fingerprint*) pode ser validado, mesmo sem a sobreposição de fatores na troca de fluidos, conforme apresentado na API MPMS 5.8.

6 Conclusões e recomendações

6.1. Conclusões

Em comparação aos países pesquisados, a exigência do RTM 2013 de calibrar medidores de vazão de petróleo com fluido similar ao fluido medido, dentro de tolerâncias rígidas, principalmente para a viscosidade, temperatura e pressão, é impossível de ser atendida atualmente pelos laboratórios comerciais no Brasil e, muito provavelmente, no exterior.

Observando os fatores de cada medidor, obtidos nas calibrações com cinco tipos de fluidos no Laboratório SPSE (França), não foi encontrado um padrão de comportamento que indicasse uma tendência devido às condições operacionais ou do fluido. Para cada ponto calibrado, após o uso de um fator de calibração, que tem dependência do número de Reynolds, pelo software interno do medidor, observa-se um comportamento aleatório do fator do medidor.

A caracterização dos medidores em fábrica (*fingerprint*), feita em função do número de Reynolds, não apresentou a sobreposição dos fatores nas mudanças de fluidos como apresentada na API MPMS 5.8.

O teste KS aprovou a totalidade das distribuições dos fatores dos medidores como sendo aderentes a uma normal $X \sim N(1,0000; 0,001^2)$. Com $\alpha=5\%$ de nível de significância, não é possível afirmar que os fatores obedecem a outro tipo de distribuição diferente da normal.

As eliminações de erros grosseiros pelos critérios de Grubbs e Chauvenet não reduziram as incertezas dos fatores dos medidores obtidos nas curvas de calibração ajustadas.

Os testes de média zero e as análises de variâncias (ANOVA) identificaram comportamentos distintos dos medidores com alguns fluidos. Estes comportamentos podem ser atribuídos à caracterização dos medidores (*fingerprint*) nas calibrações pelo número de Reynolds. Mesmo assim, as diferenças encontradas estão na faixa de $\pm 0,2\%$ em torno do fator unitário, atendendo as exigências do RTM 2013 para medições fiscais.

A dispersão dos fatores, sem um padrão de comportamento definido, sugere que a distribuição dos mesmos pode ser aleatória. Ao invés de fatores ajustados, o uso de um fator do medidor unitário para todas as vazões e fluidos aparenta ser a melhor opção no âmbito metrológico. Com esta avaliação, foi possível também validar o procedimento do fabricante de calibração pelo número de Reynolds (*fingerprint*).

Considerando as distribuições dos fatores de calibração aderentes a uma normal $X \sim N(1,0000; 0,001^2)$, a probabilidade de que estes não ultrapassem os limites do RTM 2013 ficou acima do 95,45% (dois desvios padrões) para todos os medidores e fluidos.

Para o medidor ultrassônico ALTOSONIC V, a exigência de calibração com fluido de característica similar e condições próximas às do ponto de medição, conforme o RTM 2013 pode ser considerada muito rígida, uma vez que os erros de medição não ultrapassaram os limites do Regulamento numa faixa ampla de fluidos e de vazão, mesmo com a viscosidade do fluido HEAVY FUEL superando em 30 vezes a viscosidade do fluido OURAL. Considerando o fluido ÁGUA, esta razão é da ordem de 271 vezes.

6.2. Recomendações

Como os testes foram feitos com o medidor Krohne modelo ALTOSONIC V, recomenda-se que sejam feitos novos testes com medidores ultrassônicos de outros fabricantes e também para outras tecnologias.

Antes da aquisição deste modelo de medidor, recomenda-se ao usuário fazer um levantamento das variações de viscosidade do fluido a ser medido, e das viscosidades dos fluidos disponíveis para calibração nos laboratórios nacionais. Espera-se que, com a calibração de fábrica do medidor (*fingerprint*) sendo feita numa faixa menor de Reynolds, as incertezas serão ainda menores.

Nas verificações periódicas, sugerem-se que as calibrações sejam feitas apenas com o fluido disponível no laboratório, dentro da faixa de viscosidade caracterizada no medidor. O resultado das calibrações deve ser comparado com a calibração de fábrica e os limites requeridos para a aplicação, possibilitando identificar qualquer tendência de desvio no comportamento dos fatores. De acordo com os resultados apresentados pelos medidores avaliados, estas verificações periódicas poderiam ser feitas até mesmo com o fluido água.

É importante que os órgãos reguladores (ANP e INMETRO) aprofundem a pesquisa sobre as tecnologias disponíveis para medição de vazão de petróleo e emitam autorizações individuais com os limites relativos ao fluido ou condições de calibração menos rígidos, seja por modelo ou por tecnologia.

Uma vez que os limites de viscosidade apresentados no RTM 2013 são demasiadamente restritivos, propõe-se que o Regulamento, pelo menos, adote faixas mais amplas (exemplo: até 50 mm²/s, 50 a 100 mm²/s, 100 a 200 mm²/s, ...), sendo que a viscosidade do fluido utilizado nas calibrações poderia estar em qualquer ponto da respectiva faixa onde se encaixa a aplicação.

7

Referências bibliográficas

[1] ABNT NBR 16198 – **Medição de vazão de fluidos em condutos fechados – Métodos usando medidor de vazão ultrassônico por tempo de trânsito** – Diretrizes gerais de seleção, instalação e uso – 2013

[2] Acervo de legislações de petróleo – disponível em <www.anp.gov.br>

[3] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 4.5 – **Masters Meters Provers** – Publicação do American Petroleum Institute – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2011

[4] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 4.8 – **Operating Proving Systems** – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2013

[5] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 5.8 – **Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters** – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2012

[6] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 7.2 – **Temperature-Dynamic Temperature Determination** – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2001

[7] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 11.2.1 – **Compressibility Factors for Hydrocarbons: 638 to 1074 kg/m³ Density Range** – Manual of Petroleum Measurement Standards – 1984

[8] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 13.1 – **Statistical Aspects of Measuring and Sampling – Section 1 – Statistical Concepts and Procedures in Measurements** – Manual of Petroleum Measurement Standards – 1985

[9] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 13.2 – **Statistical Aspects of Measuring and Sampling – Section 2 – Methods of Evaluating Meter Proving Data** – Manual of Petroleum Measurement Standards – 1994

[10] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 21.2 – **Flow Measurement-Electronic Liquid Measurement** – Manual of Petroleum Measurement Standards – 1998

[11] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API MPMS 21.2-A1 – **Flow Measurement-Electronic Liquid Measurement. Addendum 1 to Flow-Electronic Liquid Measurement** – Manual of Petroleum Measurement Standards – 2000

[12] AMERICAN SOCIETY FOR TEST AND MATERIALS – ASTM D341 – **Standard Practice for Viscosity-Temperature Charts for Liquid Petroleum Products** – 2009

[13] ANP/INMETRO – Resolução Conjunta nº 1 – **Regulamento Técnico de Medição de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis** – 2013

[14] Anuário Estatístico 2015 – **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis** – ANP – 2015

[15] ARANTES, Wallace Ferreira – **Avaliação metrológica da comparação interlaboratorial da calibração de medidores ultrassônicos** – Dissertação de Mestrado – 2006

[16] CNH.06.001/11 – **Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los Lineamientos Tecnicos de Medición de Hidrocarburos** – 2011

[17] DECC – **Department of Energy and Climate Change – Guidance Notes for Petroleum Measurement** – Issue 9.1 – 2015

[18] DELMÉE, Gérard J. – **Manual de Medição de Vazão** – Terceira edição – 2003

[19] Directive 017 – **Measurement Requirements for Oil and Gas Operations – Alberta Energy Regulator** – 2015

[20] FOX, Robert W., MCDONALD, Alan T., PRITCHARD, Philip J. – **Introdução à mecânica dos fluidos** – Sexta edição – 2006

[21] HOGENDOORN, Jankees. HOFSTEDDE, Herman. BRAKEL, Peter van. BOER, Andre – **How accurate are ultrasonic flowmeters in practical conditions: beyond the calibration** – 2011

[22] HOGENDOORN, Jankees. TAWACKOLIAN, Karsten. BRAKEL, Peter van. KLOOSTER, Jeroen van. DRENTHEIN, Jan – **High viscosity hydrocarbon flow measurement, a challenge for ultrasonic flow meters?** – The 27th North Sea Flow Measurement Workshop – 2009

[23] INMETRO - **Guia para expressão da incerteza de medição** – Terceira edição em língua portuguesa – Rio de Janeiro – 2003

[24] INMETRO – Portaria nº 64/2003 – **Regulamento Técnico Metrológico** – 2003

[25] INMETRO – **Sistema Internacional de Unidades** – SI – 2012

[26] INMETRO – **Vocabulário Internacional de Metrologia** – VIM-2012 – Conceitos fundamentais e gerais e termos associados – 2012

[27] ISO 91-2 – **Petroleum measurement tables – Part 2: Tables based on a reference temperature of 20 degrees** – International Organization for Standardization – 2001

[28] ISO 4267-2 – **Petroleum and Liquid Petroleum Products – Calculation of Oil Quantities - Part 2: Dynamic Measurement** – International Organization for Standardization – 1988

[29] ISO 5725-2 – **Accuracy (trueness and precision) of measurement methods and results – Part 2: Basic method for the determination of**

repeatability and reproducibility of a standard measurement method – International Organization for Standardization – 1994

[30] ISO 9770 – **Crude petroleum and petroleum products – Compressibility factors for hydrocarbons in the range 638 kg/m³ to 1 074 kg/m³** – International Organization for Standardization – 1989

[31] ISO 12242 – **Measurement of fluid flow in closed conduits – Ultrasonic transit-time meters for liquid** – International Organization for Standardization – 2012

[32] KROHNE – **Altosonic V Reference Guide** – 2008

[33] KROHNE Worldwide – Disponível na página 37 em <http://www.ematem.org/Dokumente/goeteborg_e_ijmker.pdf> - acessado em 12/02/2016

[34] **Measurement Guideline for Upstream Oil and Gas Operations** – BC Oil & Gas Commission – 2013

[35] NBR ISO 10012 – **Sistema de gestão de medição - Requisitos para processos de medição e equipamentos de medição** – ABNT – Rio de Janeiro – 2004

[36] NPD – **The Norwegian Petroleum Directorate** – 2001

[37] O PETRÓLEO NO BRASIL – Disponível em <<http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil/>> – acessado em 13/07/2014

[38] OLIVEIRA, Élcio Cruz de – **Comparação das diferentes técnicas para exclusão de “outliers”** – Congresso da Qualidade em Metrologia – ENQUALAB – 2008

[39] ORLANDO, Alcir de Faro. DO VAL, Luiz Gustavo – **Calibração de medidor padrão de vazão Krohne Altosonic V para finalidades Fiscais** – PETROBRAS – 2004

[40] ORLANDO, Alcir de Faro. DO VAL, Luiz Gustavo – **Calibração do medidor de vazão Krohne Altosonic V offloading Marlim – Relatório 1: Embasamento teórico** – PETROBRAS – 2006

[41] ORLANDO, Alcir de Faro. DO VAL, Luiz Gustavo – **Calibração do medidor de vazão Krohne Altosonic V offloading Marlim – Relatório 2: Extensão da faixa e calibração com água** – PETROBRAS – 2006

[42] ORLANDO, Alcir de Faro. DO VAL, Luiz Gustavo – **Calibração do medidor de vazão Krohne Altosonic V offloading Marlim – Relatório 3: Estabilidade em longo prazo do medidor (deriva)** – PETROBRAS – 2006

[43] **Petroleum and Gas (Production and Safety) Act 2004** – Office of the Queensland Parliamentary Counsel – current at as 1 August 2015

[44] SILVA, Ana Luisa Auler Ferreira da – **Tecnologia ultrassônica na medição de vazão em escoamentos incompressíveis** – Tese de Doutorado – 2010

[45] SILVA, Hélimitom Aparecido da – **Análise metrológica do desempenho de medidores ultra-sônicos de vazão de líquidos como diagnóstico de calibração, instalação e operação** – Dissertação de Mestrado – 2008

[46] SPITZER, David W. – Editor – **Practical Guides for Measurement and Control** – 1st Edition – 1991

[47] THOMAS, José Eduardo – Organizador – **Fundamentos de Engenharia de Petróleo** – 2ª Edição – 2004.

8 Anexos

8.1. Medidor 1001

8.1.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 1001

Viscosity	9.30 cSt (20°C)
Density	859.3 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 16 February 2006
 Altosonic-V : 232575 1001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m3/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.8	16.50	15165.80	9.63	18.194	10902	15142.01	3001	1.0016	-0.16
2	3.8	17.20	15167.24	9.48	18.225	10901	15140.14	2996	1.0018	-0.18
3	3.8	17.50	15166.20	9.39	18.221	10904	15144.81	2996	1.0014	-0.14
4	3.8	17.80	15167.47	9.33	22.173	10909	15150.85	2463	1.0011	-0.11
5	3.8	18.00	15167.08	9.29	22.202	10908	15150.40	2459	1.0011	-0.11
6	3.8	18.20	15167.07	9.24	22.209	10911	15154.13	2459	1.0009	-0.09
7	3.7	18.50	15168.30	9.18	27.161	10906	15147.42	2010	1.0014	-0.14
8	3.7	18.60	15166.95	9.16	27.179	10913	15156.25	2009	1.0007	-0.07
9	3.7	18.70	15168.26	9.14	27.159	10911	15154.77	2011	1.0009	-0.09
10	3.7	18.80	15167.90	9.12	33.146	10918	15163.59	1647	1.0003	-0.03
11	3.7	18.80	15167.89	9.12	33.177	10923	15170.55	1646	0.9998	0.02
12	3.7	18.80	15167.93	9.12	33.187	10922	15169.18	1645	0.9999	0.01
13	3.6	18.80	15168.19	9.12	49.197	10930	15180.30	1110	0.9992	0.08
14	3.6	18.80	15168.17	9.12	49.873	10932	15183.35	1095	0.9990	0.10
15	3.6	18.70	15168.18	9.14	50.483	10934	15185.97	1082	0.9988	0.12
16	3.8	17.90	15168.64	9.31	114.711	10924	15171.62	476	0.9998	0.02
17	3.8	17.90	15168.01	9.31	114.690	10927	15175.93	476	0.9995	0.05
18	3.8	17.80	15167.95	9.33	115.256	10923	15170.29	474	0.9998	0.02

8.1.2.

Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 1001

Référence mesureur : **ALTOSONIC V 24"**
 Numéro : **23257511**

Date de l'étalonnage : **17/02/2006**
 Réalisé par : **Jérôme LASINO**
 Produit : **CONDENSAT**

Nb pts	TUBE ETALON			MESUREUR											
	P (bar)	T (°C)	V _r (dm ³)	P (bar)	T (°C)	N	T ₁ (ms)	T ₂ (ms)	N'	V _m (dm ³)	MF = V _r / V _m	Q _v (m ³ /h)	Q _m (m ³ /h)	Erreur G/D0	Incertitude étalonnage U/(MF) / MF
1	4.0	20.0	15 167.49	5.7	20.0	15 179		18 253.1		15 179.00	0.9992	2 991	2 994	0.8	1.20E-03
2	4.0	20.4	15 168.28	5.7	20.5	15 160		18 261.9		15 180.00	0.9992	2 990	2 992	0.8	1.20E-03
3	4.0	20.8	15 168.01	5.8	20.9	15 167		18 221.2		15 187.00	0.9987	2 987	3 001	1.3	1.20E-03
4	3.9	21.3	15 168.69	5.1	21.4	15 164		21 849.3		15 164.00	1.0003	2 499	2 499	-0.3	1.20E-03
5	3.9	21.5	15 169.27	5.1	21.6	15 173		21 852.4		15 173.00	0.9998	2 499	2 500	0.2	1.20E-03
6	3.9	21.8	15 169.40	5.1	21.9	15 173		21 861.7		15 173.00	0.9998	2 498	2 498	0.2	1.20E-03
7	3.9	21.9	15 169.26	4.6	21.9	15 166		27 186.1		15 166.00	1.0002	2 009	2 008	-0.2	1.15E-03
8	3.8	21.9	15 169.25	4.6	22.0	15 166		27 196.6		15 166.00	1.0002	2 008	2 008	-0.2	1.15E-03
9	3.9	22.0	15 169.35	4.6	22.1	15 166		27 167.3		15 166.00	1.0002	2 010	2 010	-0.2	1.15E-03
10	3.8	21.9	15 170.15	4.2	22.0	15 170		36 558.3		15 170.00	1.0000	1 494	1 494	0.0	1.18E-03
11	3.8	21.9	15 170.14	4.2	22.0	15 168		36 330.1		15 168.00	1.0001	1 503	1 503	-0.1	1.18E-03
12	3.8	21.9	15 169.99	4.3	22.0	15 164		36 226.3		15 164.00	1.0004	1 507	1 507	-0.4	1.18E-03
13	3.8	21.8	15 169.73	4.0	21.8	15 167		53 685.8		15 167.00	1.0002	1 017	1 017	-0.2	1.15E-03
14	3.8	21.7	15 170.28	4.0	21.8	15 174		54 854.7		15 174.00	0.9998	996	996	0.2	1.41E-03
15	3.8	21.6	15 170.24	4.0	21.7	15 158		55 573.6		15 158.00	1.0008	962	962	-0.8	1.41E-03
16	3.9	21.5	15 170.98	3.9	21.6	15 156		111 219.3		15 156.00	1.0009	491	491	-0.9	1.15E-03
17	3.9	21.4	15 169.77	3.9	21.5	15 160		104 861.0		15 160.00	1.0005	520	520	-0.6	1.15E-03
18	3.9	21.2	15 170.26	4.0	21.3	15 162		107 588.0		15 162.00	1.0005	507	507	-0.5	1.15E-03
19															

8.1.3.

Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 1001

Viscosity	185.96 cSt (20°C)
Density	943.1 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 20 February 2006
 Altosonic-V : 232575 1001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	V _r (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	V _m (dm ³)	Q _m (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.3	18.00	15167.38	213.35	18.254	10918	15164.20	2991	1.0002	-0.02
2	4.3	18.80	15167.76	201.84	18.214	10921	15168.44	2998	1.0000	0.00
3	4.3	19.40	15167.63	193.70	18.278	10918	15164.53	2987	1.0002	-0.02
4	4.2	20.10	15168.42	184.71	21.908	10918	15164.24	2493	1.0003	-0.03
5	4.2	20.40	15169.11	181.02	21.866	10916	15161.48	2497	1.0005	-0.05
6	4.2	20.80	15169.28	176.24	21.811	10922	15169.03	2504	1.0000	0.00
7	4.1	21.70	15169.70	166.03	28.571	10926	15175.57	1911	0.9996	0.04
8	4.1	21.90	15170.34	163.87	28.556	10920	15166.07	1912	1.0003	-0.03
9	4.1	22.00	15170.41	162.08	28.531	10928	15177.48	1914	0.9995	0.05
10	4.0	22.70	15170.92	155.54	35.808	10926	15175.14	1525	0.9997	0.03
11	4.0	22.70	15171.01	155.54	35.716	10923	15170.82	1529	1.0000	0.00
12	3.9	22.50	15170.58	157.57	51.781	10932	15183.82	1055	0.9991	0.09
13	3.9	22.70	15171.15	155.54	58.892	10930	15180.29	927	0.9994	0.06
14	3.9	22.70	15171.72	155.54	58.262	10937	15190.26	937	0.9988	0.12
15	3.9	23.60	15172.40	146.80	100.963	10926	15174.86	541	0.9998	0.02
16	3.9	23.50	15171.79	147.74	102.000	10917	15163.05	535	1.0006	-0.06
17	3.9	23.30	15170.62	149.64	96.422	10918	15164.52	566	1.0004	-0.04

8.1.4.

Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 1001

Viscosity	271.01 cSt (20°C)
Density	951.2 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 12 January 2006
 Altosonic-V : 232575 1001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.0	13.10	15164.97	460.19	105.54	15134	15134.00	517	1.0020	-0.20
2	4.0	13.00	15165.04	463.39	102.52	15138	15138.00	533	1.0018	-0.18
3	4.0	13.00	15165.55	463.89	103.42	15148	15148.00	528	1.0012	-0.12
4	4.1	13.00	15164.40	463.89	60.27	15144	15144.00	906	1.0013	-0.13
5	4.1	13.00	15163.90	463.89	60.15	15141	15141.00	908	1.0015	-0.15
6	4.1	13.10	15164.36	460.19	59.32	15138	15138.00	920	1.0017	-0.17
7	4.2	13.10	15163.74	460.19	41.79	15135	15135.00	1306	1.0019	-0.19
8	4.2	13.30	15164.43	452.90	41.67	15145	15145.00	1310	1.0013	-0.13
9	4.2	13.40	15164.50	449.30	41.55	15149	15149.00	1314	1.0010	-0.10
10	4.2	13.60	15164.47	442.22	31.90	15157	15157.00	1711	1.0005	-0.05
11	4.2	13.90	15164.48	431.84	31.59	15163	15163.00	1728	1.0001	-0.01
12	4.3	14.00	15164.66	428.44	31.27	15161	15161.00	1746	1.0002	-0.02
13	4.3	14.60	15164.79	408.74	25.53	15154	15154.00	2138	1.0007	-0.07
14	4.4	14.90	15164.43	399.29	25.39	15152	15152.00	2150	1.0008	-0.08
15	4.4	15.30	15165.12	387.11	25.27	15157	15157.00	2160	1.0005	-0.05
16	4.5	15.80	15165.82	332.55	21.46	15174	15174.00	2544	0.9995	0.05
17	4.4	16.30	15166.55	320.40	21.38	15168	15168.00	2554	0.9999	0.01
18	4.4	16.80	15165.72	311.07	21.30	15169	15169.00	2564	0.9998	0.02

8.1.5.

Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 1001

Viscosity	1.00 cSt (20°C)
Density	999.7 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 21 March 2006
 Altosonic-V : 232575 1001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	14,30	14,30	86493,5	1,160	52,76	31173	86591,44	5902	0,9989	0,113
2	14,30	14,30	86493,5	1,160	52,78	31180	86610,90	5900	0,9986	0,136
3	14,30	14,30	86493,5	1,160	52,73	31164	86566,42	5905	0,9992	0,084
4	14,30	14,30	86493,5	1,160	63,35	31162	86560,86	4915	0,9992	0,078
5	14,30	14,30	86493,5	1,160	63,37	31172	86588,66	4914	0,9989	0,110
6	14,30	14,30	86493,5	1,160	63,38	31184	86622,02	4913	0,9985	0,148
7	14,30	14,30	86493,5	1,160	79,30	31170	86583,10	3927	0,9990	0,103
8	14,30	14,30	86493,5	1,160	79,09	31133	86480,24	3937	1,0002	-0,015
9	14,40	14,40	86493,9	1,157	79,01	31164	86566,42	3941	0,9992	0,084
10	14,30	14,30	86493,5	1,160	106,11	31163	86563,64	2934	0,9992	0,081
11	14,30	14,30	86493,5	1,160	106,09	31129	86469,12	2935	1,0003	-0,028
12	14,30	14,30	86493,5	1,160	105,96	31137	86491,36	2939	1,0000	-0,002
13	14,30	14,30	86493,5	1,160	238,15	31135	86485,80	1307	1,0001	-0,009
14	14,40	14,40	86493,9	1,157	247,58	31136	86488,58	1258	1,0001	-0,006
15	14,40	14,40	86493,9	1,157	246,98	31126	86460,78	1261	1,0004	-0,038
16	14,40	14,40	86493,9	1,157	452,52	31115	86430,44	688	1,0007	-0,073
17	14,40	14,40	86493,9	1,157	467,55	31087	86352,36	666	1,0016	-0,164
18	14,40	14,40	86493,9	1,157	463,98	31107	86407,96	671	1,0010	-0,099

8.2. Medidor 3001

8.2.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 3001

Viscosity	9.30 cSt (20°C)
Density	859.3 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 16 February 2006
 Altosonic-V : 232575 3001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.8	10.60	15163.32	11.75	17.894	10909	15151.12	3051	1.0008	-0.08
2	3.8	11.10	15162.99	11.46	17.928	10905	15146.42	3045	1.0011	-0.11
3	3.8	11.60	15163.72	11.18	22.048	10901	15140.80	2476	1.0015	-0.15
4	3.8	12.00	15163.95	10.96	21.935	10914	15157.78	2489	1.0004	-0.04
5	3.7	12.40	15165.15	10.75	26.487	10922	15170.02	2061	0.9997	0.03
6	3.7	12.50	15165.36	10.70	32.806	10920	15166.52	1664	0.9999	0.01
7	3.7	12.60	15164.78	10.65	32.647	10914	15158.13	1672	1.0004	-0.04
8	3.6	12.70	15165.89	10.59	50.906	10926	15175.32	1073	0.9994	0.06
9	3.6	12.70	15165.26	10.59	51.691	10933	15184.89	1056	0.9987	0.13
10	3.8	13.10	15166.31	10.39	111.590	10931	15181.83	489	0.9990	0.10
11	3.8	13.20	15166.31	10.34	110.407	10918	15164.13	495	1.0001	-0.01

8.2.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 3001

Référence mesureur : ALTOSONIV V 24"
 Numéro : 23 257 531

Date de l'étalonnage : 15/02/2006
 Réalisé par : Jérôme LASINO
 Produit : CONDENSAT

Nb pts	TUBE ETALON			MESUREUR											
	P (bar)	T (°C)	V _r (dm ³)	P (bar)	T (°C)	N	T ₁ (ms)	T ₂ (ms)	N	V _m (dm ³)	MF = V _r / V _m	Q _i (m ³ /h)	Q _o (m ³ /h)	Erreur 0/100	Incertitude étalonnage U(MF) / MF
1	4.0	22.3	15 169.72	5.6	22.4	15 167		18 187.7		15 167.00	1.0002	3 003	3 002	-0.2	1.23E-03
2	4.0	22.7	15 169.94	5.6	22.6	15 168		18 206.1		15 168.00	1.0001	3 000	2 999	-0.1	1.23E-03
3	4.0	23.1	15 169.62	5.7	23.2	15 158		18 180.3		15 158.00	1.0008	3 004	3 001	-0.8	1.23E-03
4	3.9	23.4	15 170.80	5.1	23.5	15 168		21 871.2		15 168.00	1.0002	2 497	2 497	-0.2	1.17E-03
5	3.9	23.6	15 170.34	5.1	23.7	15 163		21 881.0		15 163.00	1.0005	2 496	2 495	-0.5	1.17E-03
6	3.9	23.7	15 170.85	5.1	23.8	15 164		21 879.8		15 164.00	1.0005	2 496	2 495	-0.5	1.17E-03
7	3.9	23.8	15 171.38	4.6	23.9	15 161		27 366.1		15 161.00	1.0007	1 996	1 995	-0.7	1.15E-03
8	3.8	23.8	15 170.78	4.6	23.9	15 158		27 312.9		15 158.00	1.0008	2 000	1 998	-0.8	1.15E-03
9	3.9	23.8	15 170.80	4.6	23.9	15 160		27 372.4		15 160.00	1.0007	1 995	1 994	-0.7	1.15E-03
10	3.8	23.7	15 171.07	4.2	23.8	15 171		36 612.4		15 171.00	1.0000	1 484	1 484	0.0	1.15E-03
11	3.8	23.6	15 171.04	4.2	23.7	15 171		36 761.7		15 171.00	1.0000	1 486	1 486	0.0	1.15E-03
12	3.8	23.5	15 171.00	4.2	23.6	15 170		36 729.1		15 170.00	1.0001	1 487	1 487	-0.1	1.15E-03
13	3.8	22.5	15 171.28	3.9	22.6	15 171		54 930.4		15 171.00	1.0000	994	994	0.0	1.20E-03
14	3.8	22.3	15 170.95	4.0	22.4	15 163		54 401.8		15 163.00	1.0005	1 004	1 003	-0.5	1.20E-03
15	3.7	22.1	15 170.61	3.9	22.2	15 171		55 495.6		15 171.00	1.0000	984	984	0.0	1.20E-03
16	3.8	21.7	15 171.04	3.9	21.9	15 150		109 492.4		15 150.00	1.0014	499	498	-1.4	1.22E-03
17	3.9	21.5	15 170.40	3.9	21.6	15 149		111 341.6		15 149.00	1.0014	491	490	-1.4	1.22E-03
18	3.9	21.3	15 171.44	3.9	21.5	15 160		113 154.9		15 160.00	1.0008	483	482	-0.8	1.22E-03
19															

8.2.3.

Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 3001

Viscosity	185.96 cSt (20°C)
Density	943.1 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 10 February 2006
 Altosonic-V : 232575 3001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.3	24.10	15168.43	142.20	18.214	10922	15169.15	2998	1.0000	0.00
2	4.3	25.00	15169.40	134.38	18.163	10925	15174.26	3007	0.9997	0.03
3	4.3	25.60	15169.70	129.46	18.110	10925	15173.44	3016	0.9998	0.02
4	4.2	22.40	15167.45	158.60	21.290	10908	15150.08	2565	1.0011	-0.11
5	4.2	22.90	15167.26	153.54	21.245	10918	15164.47	2570	1.0002	-0.02
6	4.1	21.40	15167.38	169.35	27.341	10936	15188.93	1997	0.9986	0.14
7	4.1	21.70	15168.21	166.03	27.357	10929	15179.15	1996	0.9993	0.07
8	4.0	18.80	15165.92	201.84	36.190	10918	15163.49	1509	1.0002	-0.02
9	4.0	19.00	15166.55	199.08	36.011	10920	15166.48	1516	1.0000	0.00
10	4.0	19.10	15166.61	197.72	35.925	10928	15177.10	1520	0.9993	0.07
11	3.9	18.00	15165.83	213.35	59.289	10927	15177.01	921	0.9993	0.07
12	3.9	18.20	15166.31	210.40	58.782	10933	15184.38	929	0.9988	0.12
13	3.9	18.30	15167.44	208.94	58.428	10926	15174.52	935	0.9995	0.05
14	3.9	17.50	15166.22	220.96	98.836	10930	15179.94	552	0.9991	0.09
15	3.9	17.60	15165.74	219.41	99.939	10935	15187.26	546	0.9986	0.14
16	3.9	17.70	15165.78	217.88	97.857	10934	15186.40	558	0.9986	0.14

8.2.4.

Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 3001

Viscosity	271.01 cSt (20°C)
Density	951.2 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 20 January 2006
 Altosonic-V : 232575 3001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.0	25.10	15170.54	190.95	113.71	15166	15166.00	480	1.0003	-0.03
2	4.0	25.00	15171.04	192.22	120.24	15164	15164.00	454	1.0005	-0.05
3	4.0	25.00	15170.47	192.22	104.92	15163	15163.00	521	1.0005	-0.05
4	4.2	24.90	15169.26	193.49	60.60	15179	15179.00	901	0.9994	0.06
5	4.2	25.00	15169.79	192.22	59.44	15174	15174.00	919	0.9997	0.03
6	4.2	25.00	15170.88	192.22	58.95	15184	15184.00	926	0.9991	0.09
7	4.5	25.00	15169.66	192.22	41.87	15170	15170.00	1304	1.0000	0.00
8	4.5	25.10	15169.68	190.95	41.92	15163	15163.00	1303	1.0004	-0.04
9	4.5	25.10	15169.97	190.95	41.80	15155	15155.00	1306	1.0010	-0.10
10	4.9	25.30	15169.64	188.45	32.17	15184	15184.00	1698	0.9991	0.09
11	4.8	25.50	15169.65	186.00	32.02	15182	15182.00	1705	0.9992	0.08
12	4.9	25.70	15170.80	183.58	31.96	15188	15188.00	1709	0.9989	0.11
13	5.3	25.80	15169.57	182.38	26.02	15178	15178.00	2099	0.9994	0.06
14	5.3	26.10	15170.74	178.86	25.95	15194	15194.00	2104	0.9985	0.15
15	5.3	26.30	15170.30	176.55	25.92	15180	15180.00	2107	0.9994	0.06
16	5.8	26.50	15169.19	174.29	21.96	15167	15167.00	2487	1.0001	-0.01
17	5.8	26.90	15170.34	169.86	21.94	15162	15162.00	2489	1.0006	-0.06
18	5.8	27.20	15169.97	166.63	21.88	15174	15174.00	2495	0.9997	0.03

8.2.5.

Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 3001

Viscosity	1,00 cSt (20°C)
Density	999,7 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 31 October 2005
 Altosonic-V : 232575 3001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1		20,30	139347,8	0,997	87,58	50167	139352,78	5728	1,0000	0,004
2		20,30	139347,8	0,997	87,55	50165	139347,22	5730	1,0000	0,000
3		20,40	139347,8	0,994	87,52	50161	139336,11	5732	1,0001	-0,009
4		20,40	139347,8	0,994	105,23	50158	139327,78	4767	1,0001	-0,015
5		20,40	139347,8	0,994	105,22	50147	139297,22	4768	1,0004	-0,037
6		20,40	139347,8	0,994	105,27	50163	139341,67	4765	1,0000	-0,005
7		20,40	139347,8	0,994	131,86	50167	139352,78	3804	1,0000	0,003
8		20,40	139347,8	0,994	131,85	50153	139313,89	3805	1,0002	-0,025
9		20,40	139347,8	0,994	131,84	50150	139305,56	3805	1,0003	-0,031
10		20,40	139347,8	0,994	176,53	50165	139347,22	2842	1,0000	-0,001
11		20,40	139347,8	0,994	176,45	50151	139308,33	2843	1,0003	-0,029
12		20,40	139347,8	0,994	176,49	50161	139336,11	2842	1,0001	-0,009
13		20,40	139347,8	0,994	505,29	50137	139269,44	993	1,0006	-0,057
14		20,40	139347,8	0,994	505,16	50143	139286,11	993	1,0004	-0,045
15		20,40	139347,8	0,994	506,50	50126	139238,89	990	1,0008	-0,079
16		20,50	51880,4	0,992	384,58	18676	51877,78	486	1,0001	-0,005
17		20,50	51880,4	0,992	384,31	18675	51875,00	486	1,0001	-0,010
18		20,50	51880,4	0,992	383,92	18676	51877,78	486	1,0001	-0,005

8.3. Medidor 3002

8.3.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 3002

Viscosity	9.30 cSt (20°C)
Density	859.3 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 23 February 2006
 Altosonic-V : 232575 3002 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.8	22.00	15167.84	8.84	18.203	10912	15155.13	3000	1.0008	-0.08
2	3.8	22.20	15167.43	8.79	18.199	10915	15159.35	3000	1.0005	-0.05
3	3.8	22.40	15168.49	8.75	21.809	10924	15172.29	2504	0.9997	0.03
4	3.8	22.40	15167.64	8.75	27.521	10923	15171.11	1984	0.9998	0.02
5	3.7	22.20	15168.01	8.79	36.397	10926	15175.50	1500	0.9995	0.05
6	3.7	22.00	15168.66	8.84	55.429	10924	15172.22	985	0.9998	0.02
7	3.7	21.70	15169.40	8.90	113.603	10922	15169.66	481	1.0000	0.00

8.3.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 3002

Référence mesureur : **ALTONIC V 24"**
 Numéro : **23257532**

Date de l'étalonnage : **23/02/2006**
 Réalisé par : **Jérôme LASINO**
 Produit : **CONDENSAT**

Nb pts	TUBE ETALON			MESUREUR											
	P (bar)	T (°C)	V _r (dm ³)	P (bar)	T (°C)	N	T ₁ (ms)	T ₂ (ms)	N'	V _m (dm ³)	MF = V _r / V _m	Q _v (m ³ /h)	Q _m (m ³ /h)	Erreur 0/100	Incertitude étalonnage U(MF) / MF
1	4.1	13.1	15 162.63	6.2	13.1	15 162		18 057.7		15 162.00	1.0000	3 023	3 023	0.0	1.15E-03
2	4.1	13.6	15 162.94	6.2	13.6	15 162		18 031.1		15 162.00	1.0001	3 027	3 027	-0.1	1.15E-03
3	4.0	14.1	15 163.14	6.1	14.0	15 161		18 017.9		15 161.00	1.0001	3 030	3 029	-0.1	1.15E-03
4	4.0	14.6	15 164.54	5.4	14.6	15 169		21 754.1		15 169.00	0.9997	2 510	2 510	0.3	1.20E-03
5	4.0	14.9	15 164.12	5.4	14.9	15 162		21 743.0		15 162.00	1.0001	2 511	2 510	-0.1	1.20E-03
6	3.9	15.2	15 163.68	5.4	15.1	15 160		21 735.2		15 160.00	1.0002	2 512	2 511	-0.2	1.20E-03
7	3.9	15.5	15 164.34	4.8	15.4	15 165		27 256.5		15 166.00	0.9999	2 003	2 003	0.1	1.20E-03
8	3.9	15.6	15 164.92	4.8	15.6	15 173		27 234.6		15 173.00	0.9995	2 001	2 002	0.5	1.20E-03
9	3.9	15.8	15 164.87	4.8	15.7	15 164		27 281.2		15 164.00	1.0001	2 001	2 001	-0.1	1.20E-03
10	3.8	15.9	15 164.83	4.4	15.8	15 172		36 514.8		15 172.00	0.9995	1 495	1 496	0.5	1.21E-03
11	3.8	15.9	15 165.40	4.4	15.8	15 164		36 525.2		15 164.00	1.0001	1 495	1 495	-0.1	1.21E-03
12	3.8	16.0	15 165.41	4.4	15.9	15 164		36 498.9		15 164.00	1.0001	1 496	1 496	-0.1	1.21E-03
13	3.8	16.0	15 165.71	4.0	15.9	15 175		54 097.4		15 175.00	0.9994	1 009	1 010	0.6	1.18E-03
14	3.8	16.0	15 165.17	4.0	15.9	15 170		55 148.7		15 170.00	0.9997	990	990	0.3	1.16E-03
15	3.8	15.9	15 165.73	4.0	15.9	15 168		55 672.9		15 168.00	0.9999	981	981	0.1	1.18E-03
16	3.9	15.9	15 165.27	4.0	15.8	15 180		112 362.0		15 180.00	0.9994	486	487	1.6	1.23E-03
17	3.9	15.9	15 165.91	3.9	15.8	15 181		113 117.1		15 181.00	0.9990	483	483	1.0	1.23E-03
18	3.9	15.8	15 165.77	3.9	15.8	15 180		114 374.4		15 180.00	0.9991	477	476	0.9	1.23E-03
19															

8.3.3.

Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 3002

Viscosity	185.96 cSt (20°C)
Density	943.1 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 21 February 2006
 Altosonic-V : 232575 3002 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.3	23.80	15168.32	144.94	17.694	10923	15171.33	3086	0.9998	0.02
2	4.3	24.50	15167.95	138.66	17.742	10920	15166.70	3078	1.0001	-0.01
3	4.3	25.00	15168.33	134.38	17.750	10919	15164.71	3076	1.0002	-0.02
4	4.2	25.40	15169.61	131.07	21.575	10927	15176.09	2531	0.9996	0.04
5	4.2	25.70	15169.62	128.66	21.194	10928	15177.67	2577	0.9995	0.05
6	4.2	26.00	15169.81	126.31	21.583	10920	15166.37	2530	1.0002	-0.02
7	4.1	23.50	15168.50	147.74	27.781	10922	15169.42	1966	0.9999	0.01
8	4.1	23.60	15169.04	146.80	27.889	10918	15163.27	1958	1.0004	-0.04
9	4.1	23.70	15169.63	145.86	27.780	10931	15181.36	1966	0.9992	0.08
10	4.0	23.40	15169.30	148.69	35.876	10926	15174.54	1522	0.9997	0.03
11	4.0	23.50	15169.88	147.74	36.132	10921	15167.53	1511	1.0002	-0.02
12	4.0	23.40	15169.30	148.69	35.974	10918	15164.14	1518	1.0003	-0.03
13	3.9	24.00	15169.33	143.11	60.717	10923	15171.32	899	0.9999	0.01
14	3.9	23.90	15169.72	144.02	60.175	10926	15174.34	908	0.9997	0.03
15	3.9	23.60	15169.64	146.80	59.996	10922	15169.82	910	1.0000	0.00
16	3.9	24.90	15170.43	135.22	103.950	10940	15193.75	525	0.9985	0.15
17	3.9	24.80	15170.37	136.07	108.517	10933	15184.91	503	0.9990	0.10
18	3.9	24.70	15169.76	136.93	109.114	10934	15185.44	500	0.9990	0.10

8.3.4.

Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 3002

Viscosity	271.01 cSt (20°C)
Density	951.2 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 12 January 2006
 Altosonic-V : 232575 3002 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.0	19.00	15168.45	291.25	109.33	15155	15155.00	499	1.0009	-0.09
2	4.0	18.90	15169.43	293.37	107.23	15145	15145.00	509	1.0016	-0.16
3	4.0	18.80	15168.88	295.52	108.92	15148	15148.00	501	1.0014	-0.14
4	4.0	18.70	15168.37	297.68	59.13	15152	15152.00	923	1.0011	-0.11
5	4.0	18.70	15168.21	297.68	59.40	15150	15150.00	919	1.0012	-0.12
6	4.0	18.70	15168.14	297.68	60.24	15146	15146.00	907	1.0015	-0.15
7	4.1	18.70	15167.63	297.68	41.32	15152	15152.00	1321	1.0010	-0.10
8	4.1	18.70	15167.57	297.68	41.44	15146	15146.00	1318	1.0014	-0.14
9	4.1	18.70	15167.53	297.68	41.53	15147	15147.00	1315	1.0014	-0.14
10	4.2	18.80	15167.32	295.52	31.70	15161	15161.00	1722	1.0004	-0.04
11	4.2	19.00	15167.30	291.25	31.62	15166	15166.00	1727	1.0001	-0.01
12	4.2	19.30	15167.38	284.99	31.80	15166	15166.00	1717	1.0001	-0.01
13	4.3	19.50	15166.93	280.91	25.80	15170	15170.00	2116	0.9998	0.02
14	4.2	19.70	15167.41	276.89	26.13	15173	15173.00	2090	0.9996	0.04
15	4.2	19.90	15166.53	272.97	26.01	15159	15159.00	2099	1.0005	-0.05
16	4.4	20.40	15167.12	263.39	21.82	15173	15173.00	2502	0.9996	0.04
17	4.4	20.70	15167.17	257.86	21.75	15154	15154.00	2510	1.0009	-0.09
18	4.3	21.10	15167.77	250.69	21.71	15163	15163.00	2515	1.0003	-0.03

8.3.5.

Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 3002

Viscosity	1,00 cSt (20°C)
Density	999,7 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 22 March 2006
 Altosonic-V : 232575 3002 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	/	14,90	86495,8	1,142	56,53	31183	86620,55	5508	0,9986	0,144
2	/	14,90	86495,8	1,142	56,53	31200	86667,82	5508	0,9980	0,198
3	/	14,90	86495,8	1,142	56,51	31193	86648,35	5510	0,9982	0,176
4	/	14,90	86495,8	1,142	63,35	31172	86589,96	4915	0,9989	0,109
5	/	14,90	86495,8	1,142	63,34	31182	86617,77	4916	0,9986	0,141
6	/	14,90	86495,8	1,142	63,39	31193	86648,35	4912	0,9982	0,176
7	/	14,90	86495,8	1,142	79,34	31180	86612,21	3925	0,9987	0,134
8	/	14,90	86495,8	1,142	79,32	31183	86620,55	3926	0,9986	0,144
9	/	14,90	86495,8	1,142	79,30	31182	86617,77	3927	0,9986	0,141
10	/	15,00	86496,2	1,139	113,82	31169	86581,62	2736	0,9990	0,099
11	/	15,00	86496,2	1,139	113,78	31171	86587,18	2737	0,9989	0,105
12	/	15,00	86496,2	1,139	113,78	31174	86595,52	2737	0,9989	0,115
13	/	14,90	86495,8	1,142	184,53	31144	86512,10	1687	0,9998	0,019
14	/	14,90	86495,8	1,142	186,52	31136	86489,86	1669	1,0001	-0,007
15	/	14,90	86495,8	1,142	184,38	31131	86475,95	1689	1,0002	-0,023
16	/	14,90	86495,8	1,142	485,58	31100	86388,89	641	1,0012	-0,124
17	/	15,00	86495,8	1,139	555,57	31089	86358,33	560	1,0016	-0,159
18	/	14,90	86495,8	1,142	558,88	31086	86350,00	557	1,0017	-0,169

8.4. Medidor 5001

8.4.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 5001

Viscosity	9.30 cSt (20°C)
Density	859.3 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 16 February 2006
 Altosonic-V : 232575 5001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m3/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.8	10.60	15163.32	11.75	17.893	10909	15151.65	3051	1.0008	-0.08
2	3.8	11.10	15162.99	11.46	17.927	10900	15139.14	3045	1.0016	-0.16
3	3.8	11.60	15163.72	11.18	22.046	10923	15170.42	2476	0.9996	0.04
4	3.8	12.00	15163.95	10.96	21.934	10913	15157.32	2489	1.0004	-0.04
5	3.7	12.30	15165.71	10.80	26.529	10922	15169.41	2058	0.9998	0.02
6	3.7	12.70	15165.75	10.59	40.947	10927	15176.03	1333	0.9993	0.07
7	3.7	12.70	15165.13	10.59	40.847	10920	15166.97	1337	0.9999	0.01
8	3.6	12.70	15165.89	10.59	50.903	10929	15179.84	1073	0.9991	0.09
9	3.6	12.70	15165.26	10.59	51.688	10924	15171.66	1056	0.9996	0.04
10	3.8	12.90	15165.92	10.49	69.992	10900	15139.57	780	1.0017	-0.17
11	3.8	12.90	15165.96	10.49	69.742	10899	15137.75	783	1.0019	-0.19

8.4.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 5001

Référence mesureur : ALTOSONIV V 24"
 Numéro : 23 257 551

Date de l'étalonnage : 15/02/2006
 Réalisé par : Jérôme LASINO
 Produit : CONDENSAT

Nb pts	TUBE STALON			MESUREUR											
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	P (bar)	T (°C)	N	T ₁ (ms)	T ₂ (ms)	NF	V _m (dm ³)	MF = V _r / V _m	Q _v (m ³ /h)	Q _m (m ³ /h)	Erreur (%)	Incertitude étalonnage U(MF) / MF
1	4.0	17.8	15 166.30	5.8	17.8	15 143		18 089.1		15 143.00	1.0015	3 018	3 014	-1.5	1.18E-03
2	4.1	18.8	15 166.57	5.7	18.3	15 146		18 089.3		15 148.00	1.0014	3 018	3 014	-1.4	1.18E-03
3	4.1	18.8	15 167.36	5.8	18.9	15 140		18 054.6		15 140.00	1.0018	3 024	3 019	-1.8	1.18E-03
4	4.0	19.8	15 167.84	5.1	19.9	15 165		21 874.3		15 165.00	1.0002	2 502	2 502	-0.2	1.22E-03
5	3.9	20.1	15 168.53	5.2	20.2	15 175		21 765.8		15 175.00	0.9996	2 505	2 506	0.4	1.22E-03
6	3.9	20.4	15 168.67	5.1	20.5	15 174		21 809.2		15 174.00	0.9996	2 504	2 505	0.4	1.22E-03
7	3.9	20.8	15 169.19	4.7	20.7	15 144		21 147.6		15 144.00	1.0017	2 012	2 008	-1.7	1.21E-03
8	3.9	20.9	15 168.93	4.7	21.0	15 149		21 153.9		15 149.00	1.0013	2 011	2 008	-1.3	1.21E-03
9	3.9	21.1	15 168.86	4.7	21.2	15 140		27 125.4		15 140.00	1.0019	2 013	2 009	-1.9	1.21E-03
10	3.8	20.8	15 171.23	4.3	21.1	15 160		36 661.0		15 160.00	1.0007	1 490	1 489	-0.7	1.23E-03
11	3.8	20.9	15 168.05	4.3	20.9	15 155		36 515.2		15 155.00	1.0009	1 495	1 494	-0.8	1.23E-03
12	3.8	20.9	15 169.79	4.3	21.0	15 148		36 356.4		15 148.00	1.0014	1 495	1 492	-1.4	1.23E-03
13	3.7	20.9	15 169.43	3.9	21.0	15 179		55 657.5		15 179.00	0.9994	981	982	0.6	1.18E-03
14	3.7	20.9	15 169.43	3.9	21.0	15 180		56 397.3		15 180.00	0.9993	988	980	0.7	1.18E-03
15	3.7	20.8	15 169.99	3.9	21.0	15 175		56 874.2		15 175.00	0.9997	990	991	0.3	1.18E-03
16	3.9	20.8	15 170.06	4.0	20.9	15 166		109 882.9		15 166.00	1.0001	497	497	-0.1	1.16E-03
17	3.9	20.7	15 170.03	3.9	20.8	15 166		110 027.4		15 166.00	1.0003	496	496	-0.3	1.16E-03
18	3.9	20.7	15 170.00	3.9	20.8	15 167		113 990.5		15 167.00	1.0002	479	479	-0.2	1.16E-03
19															

8.4.3.

Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 5001

Viscosity	185.96 cSt (20°C)
Density	943.1 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 14 February 2006
 Altosonic-V : 232575 5001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.9	23.20	15169.50	150.61	98.46	15169	15169	555	1.0000	0.00
2	3.9	23.10	15169.44	151.58	96.29	15171	15171	567	0.9999	0.01
3	3.9	23.00	15170.51	151.58	100.85	15173	15173	542	0.9998	0.02
4	3.9	22.80	15169.05	154.54	46.56	15165	15165	1173	1.0003	-0.03
5	3.9	22.80	15169.07	154.54	46.82	15170	15170	1166	0.9999	0.01
6	3.9	22.80	15169.05	154.54	46.41	15166	15166	1177	1.0002	-0.02
7	4.0	22.90	15169.46	153.54	35.99	15170	15170	1517	1.0000	0.00
8	4.0	22.90	15169.47	153.54	35.83	15176	15176	1524	0.9996	0.04
9	4.0	23.10	15169.00	151.58	35.83	15173	15173	1524	0.9997	0.03
10	4.1	23.60	15170.08	146.80	27.38	15188	15188	1994	0.9988	0.12
11	4.1	23.70	15169.62	145.86	27.78	15190	15190	1966	0.9987	0.13
12	4.1	24.00	15169.74	143.11	27.72	15175	15175	1970	0.9997	0.03
13	4.2	24.50	15170.06	138.66	21.34	15170	15170	2559	1.0000	0.00
14	4.2	24.80	15170.24	135.22	21.29	15161	15161	2565	1.0006	-0.06
15	4.2	25.10	15169.84	132.71	21.28	15176	15176	2566	0.9996	0.04
16	4.3	25.80	15169.66	127.87	17.68	15179	15179	3089	0.9994	0.06
17	4.3	26.40	15170.05	123.25	18.17	15175	15175	3006	0.9997	0.03
18	4.3	26.90	15170.28	119.55	18.15	15170	15170	3009	1.0000	0.00

8.4.4.

Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 5001

Viscosity	271.01 cSt (20°C)
Density	951.2 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 18 January 2006
 Altosonic-V : 232575 5001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.1	15.60	15166.34	378.27	216.15	15164	15164.00	253	1.0002	-0.02
2	4.0	15.60	15168.40	378.27	214.42	15161	15161.00	255	1.0005	-0.05
3	4.0	15.50	15166.74	381.19	213.91	15157	15157.00	255	1.0006	-0.06
4	4.0	15.30	15166.02	387.11	100.29	15160	15160.00	544	1.0004	-0.04
5	4.0	15.30	15166.01	387.11	100.97	15168	15168.00	541	0.9999	0.01
6	4.0	15.30	15165.49	387.11	102.95	15169	15169.00	530	0.9998	0.02
7	4.1	15.30	15165.90	387.11	59.67	15162	15162.00	915	1.0003	-0.03
8	4.1	15.30	15164.94	387.11	59.46	15168	15168.00	918	0.9998	0.02
9	4.1	15.30	15165.46	387.11	59.24	15168	15168.00	922	0.9998	0.02
10	4.2	15.60	15165.71	378.27	36.46	15165	15165.00	1497	1.0000	0.00
11	4.2	15.70	15165.89	375.38	36.42	15168	15168.00	1499	0.9999	0.01
12	4.2	15.80	15164.87	372.51	36.36	15169	15169.00	1501	0.9997	0.03
13	4.3	16.70	15166.81	347.88	26.11	15181	15181.00	2091	0.9991	0.09
14	4.2	16.80	15166.94	345.26	26.01	15180	15180.00	2099	0.9991	0.09
15	4.3	17.20	15167.80	335.05	25.81	15182	15182.00	2116	0.9991	0.09
16	4.3	18.10	15168.35	311.07	21.37	15162	15162.00	2555	1.0004	-0.04
17	4.3	18.90	15168.07	293.37	21.30	15153	15153.00	2564	1.0010	-0.10
18	4.3	19.50	15168.24	280.91	21.25	15156	15156.00	2570	1.0008	-0.08

8.4.5.

Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 5001

Viscosity	1,00 cSt (20°C)
Density	999,7 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 7 December 2005
 Altosonic-V : 232575 5001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m3/h] : 1000 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	16,60	16,60	86502,5	1,092	52,68	31142	86505,51	5911	1,0000	0,003
2	16,60	16,60	86502,5	1,092	52,63	31141	86502,73	5917	1,0000	0,000
3	16,60	16,60	86502,5	1,092	52,67	31137	86491,62	5912	1,0001	-0,013
4	16,50	16,50	86502,1	1,095	63,38	31163	86563,88	4913	0,9993	0,071
5	16,50	16,50	86502,1	1,095	63,39	31164	86566,66	4913	0,9993	0,075
6	16,50	16,50	86502,1	1,095	63,38	31184	86622,25	4913	0,9986	0,139
7	16,50	16,50	86502,1	1,095	79,31	31145	86513,85	3926	0,9999	0,014
8	16,50	16,50	86502,1	1,095	79,25	31136	86488,84	3929	1,0002	-0,015
9	16,50	16,50	86502,1	1,095	79,27	31136	86488,84	3928	1,0002	-0,015
10	16,50	16,50	86502,1	1,095	106,26	31146	86516,63	2931	0,9998	0,017
11	16,60	16,60	86502,5	1,092	106,13	31132	86477,72	2934	1,0003	-0,029
12	16,50	16,50	86502,1	1,095	106,13	31137	86491,62	2934	1,0001	-0,012
13	16,50	16,50	86502,1	1,095	159,34	31124	86455,48	1954	1,0005	-0,054
14	16,60	16,60	86502,5	1,092	159,74	31135	86486,06	1949	1,0002	-0,019
15	16,50	16,50	86502,1	1,095	159,69	31123	86452,70	1950	1,0006	-0,057
16	16,50	16,50	86502,1	1,095	321,72	31103	86397,11	968	1,0012	-0,121
17	16,50	16,50	86502,1	1,095	323,00	31097	86380,44	964	1,0014	-0,141
18	16,50	16,50	86502,1	1,095	322,48	31098	86383,22	966	1,0014	-0,137

**8.5.
Medidor 7001**

**8.5.1.
Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 7001**

Viscosity	9.30 cSt (20°C)
Density	859.3 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 16 February 2006
 Altosonic-V : 232575 7001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m3/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.8	12.90	15160.37	10.48	17.574	10901	15140.10	3106	1.0013	-0.13
2	3.8	13.30	15161.16	10.38	17.727	10904	15143.98	3079	1.0011	-0.11
3	3.8	13.70	15161.31	10.28	17.699	10907	15148.12	3084	1.0009	-0.09
4	3.8	14.10	15162.67	10.19	21.612	10913	15157.45	2526	1.0003	-0.03
5	3.8	14.30	15162.71	10.14	21.620	10906	15147.90	2525	1.0010	-0.10
6	3.8	14.60	15162.18	10.07	21.835	10904	15144.40	2500	1.0012	-0.12
7	3.7	14.70	15162.54	10.04	26.744	10920	15166.12	2041	0.9998	0.02
8	3.7	14.80	15163.23	10.02	26.736	10920	15166.29	2042	0.9998	0.02
9	3.7	14.90	15163.23	10.00	26.705	10913	15156.43	2044	1.0004	-0.04
10	3.7	15.10	15163.75	9.95	40.317	10934	15186.17	1354	0.9985	0.15
11	3.7	15.10	15163.74	9.95	42.742	10934	15186.12	1277	0.9985	0.15
12	3.7	15.10	15163.77	9.95	41.179	10928	15177.77	1326	0.9991	0.09
13	3.6	15.10	15165.07	9.95	50.077	10933	15184.22	1090	0.9987	0.13
14	3.6	15.00	15164.41	9.97	49.307	10933	15184.49	1107	0.9987	0.13
15	3.6	15.00	15163.83	9.97	48.706	10932	15183.83	1121	0.9987	0.13
16	3.8	14.80	15165.32	10.02	120.970	10918	15163.58	451	1.0001	-0.01
17	3.8	14.90	15167.22	10.00	120.394	10909	15151.11	454	1.0011	-0.11
18	3.8	14.90	15165.97	10.00	116.995	10919	15165.85	467	1.0000	0.00

**8.5.2.
Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 7001**

Référence mesureur : **ALTOSONIC V 24"**
 Numero : **23257571**

Date de l'étalonnage : **20/02/2006**
 Réalisé par : Jérôme LASINO
 Produit : **CONDENSAT**

Nb pts	TUBE ETALON			MESUREUR											
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	P (bar)	T (°C)	N	t ₁ (ms)	t ₂ (ms)	N	V _m (dm ³)	MF = V _m / V _r	Q ₁ (m ³ /h)	Q ₂ (m ³ /h)	Eneur (ppm)	incertitude étalonnage U(MPF) / MF
1	4.0	15.8	15 163.61	3.8	15.8	15 163		16 247.0		15 163.00	1.0001	2 992	2 991	-0.1	1.20E-03
2	4.1	16.2	15 165.06	3.7	16.2	15 172		18 278.0		15 172.00	0.9995	2 987	2 988	0.5	1.20E-03
3	4.1	16.6	15 165.23	3.7	16.6	15 165		18 262.9		15 165.00	1.0009	2 989	2 988	0.0	1.20E-03
4	3.9	17.0	15 165.81	3.6	17.0	15 162		21 627.6		15 162.00	1.0003	2 501	2 501	-0.3	1.18E-03
5	4.0	17.2	15 165.46	3.6	17.2	15 162		21 866.8		15 162.00	1.0002	2 497	2 496	-0.2	1.18E-03
6	4.0	17.4	15 165.39	3.6	17.3	15 165		21 866.8		15 165.00	1.0000	2 497	2 497	0.0	1.18E-03
7	3.9	17.6	15 166.04	3.5	17.5	15 155		27 223.5		15 155.00	1.0007	2 006	2 004	-0.7	1.20E-03
8	3.9	17.6	15 166.06	3.5	17.6	15 152		27 248.5		15 152.00	1.0009	2 004	2 002	-0.9	1.20E-03
9	3.9	17.7	15 166.16	3.5	17.7	15 161		27 252.6		15 161.00	1.0003	2 003	2 003	-0.3	1.20E-03
10	3.8	17.8	15 166.38	3.4	17.7	15 161		36 421.7		15 161.00	1.0004	1 499	1 499	-0.4	1.15E-03
11	3.8	17.8	15 166.45	3.4	17.7	15 163		37 923.3		15 163.00	1.0002	1 440	1 439	-0.2	1.25E-03
12	3.8	17.7	15 167.44	3.3	17.8	15 158		37 903.4		15 158.00	1.0008	1 441	1 438	-0.8	1.23E-03
13	3.8	17.7	15 167.19	3.3	17.7	15 164		54 881.5		15 164.00	1.0002	995	995	-0.2	1.13E-03
14	3.7	17.8	15 167.67	3.2	17.7	15 172		56 218.9		15 172.00	0.9997	971	972	0.3	1.18E-03
15	3.7	17.6	15 167.14	3.1	17.6	15 169		57 025.3		15 169.00	0.9999	967	968	0.1	1.18E-03
16	3.9	17.4	15 168.03	3.0	17.5	15 160		112 934.5		15 160.00	1.0005	484	483	-0.5	1.20E-03
17	3.9	17.4	15 167.74	2.9	17.5	15 152		115 330.7		15 152.00	1.0019	473	473	-1.0	1.20E-03
18	3.9	17.4	15 167.22	2.9	17.4	15 158		116 574.8		15 158.00	1.0006	468	468	-0.6	1.20E-03

8.5.3.

Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 7001

Viscosity	185.96 cSt (20°C)
Density	943.1 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 20 February 2006
 Altosonic-V : 232575 7001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m3/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.3	22.00	15169.36	162.80	17.666	10913	15156.60	3091	1.0008	-0.08
2	4.3	22.50	15169.09	157.57	17.715	10916	15161.51	3083	1.0005	-0.05
3	4.3	23.00	15169.35	152.56	17.698	10919	15165.64	3086	1.0002	-0.02
4	4.2	23.50	15170.21	147.74	21.313	10916	15161.09	2562	1.0006	-0.06
5	4.2	23.80	15170.86	144.94	21.305	10928	15178.42	2563	0.9995	0.05
6	4.2	24.10	15170.45	142.20	21.294	10918	15163.55	2565	1.0005	-0.05
7	4.1	22.80	15170.27	154.54	27.683	10912	15155.10	1973	1.0010	-0.10
8	4.1	23.00	15170.29	152.56	27.631	10916	15160.98	1977	1.0006	-0.06
9	4.1	23.10	15170.37	151.58	27.586	10911	15154.64	1980	1.0010	-0.10
10	4.0	22.70	15170.92	155.54	35.810	10920	15167.03	1525	1.0003	-0.03
11	4.0	22.70	15170.48	155.54	35.857	10918	15163.58	1523	1.0005	-0.05
12	4.0	22.70	15171.01	155.54	35.717	10908	15149.51	1529	1.0014	-0.14
13	3.9	22.60	15170.64	156.55	46.870	10920	15167.20	1165	1.0002	-0.02
14	3.9	22.60	15170.61	156.55	46.830	10916	15161.02	1166	1.0006	-0.06
15	3.9	22.60	15170.57	156.55	46.798	10921	15167.87	1167	1.0002	-0.02
16	3.9	23.60	15172.40	146.80	100.968	10924	15171.84	541	1.0000	0.00
17	3.9	23.50	15171.79	147.74	102.004	10927	15176.16	535	0.9997	0.03
18	3.9	23.20	15171.65	150.61	99.940	10920	15166.69	547	1.0003	-0.03

8.5.4.

Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 7001

Viscosity	271.01 cSt (20°C)
Density	951.2 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 17 January 2006
 Altosonic-V : 232575 7001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m3/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.9	25.60	15170.76	184.78	109.28	15167	15167.00	500	1.0002	-0.02
2	3.9	25.50	15171.74	186.00	104.33	15151	15151.00	523	1.0014	-0.14
3	3.9	25.30	15172.19	188.45	110.54	15169	15169.00	494	1.0002	-0.02
4	4.0	25.20	15171.50	189.70	61.12	15152	15152.00	894	1.0013	-0.13
5	4.0	25.10	15171.99	190.95	61.76	15161	15161.00	884	1.0007	-0.07
6	4.0	25.10	15171.41	190.95	62.30	15160	15160.00	877	1.0008	-0.08
7	4.0	25.00	15170.68	192.22	41.58	15134	15134.00	1313	1.0024	-0.24
8	4.0	25.00	15170.68	192.22	41.52	15140	15140.00	1315	1.0020	-0.20
9	4.0	25.10	15171.22	190.95	41.51	15153	15153.00	1316	1.0012	-0.12
10	4.1	25.10	15170.51	190.95	32.28	15174	15174.00	1692	0.9998	0.02
11	4.1	25.20	15171.09	189.70	32.22	15176	15176.00	1695	0.9997	0.03
12	4.1	25.40	15170.65	187.22	32.18	15176	15176.00	1697	0.9996	0.04
13	4.2	25.60	15170.48	184.78	26.04	15169	15169.00	2097	1.0001	-0.01
14	4.2	25.70	15170.56	183.58	25.94	15156	15156.00	2105	1.0010	-0.10
15	4.2	26.30	15170.84	176.55	25.83	15164	15164.00	2114	1.0005	-0.05
16	4.3	26.70	15171.77	172.06	21.71	15163	15163.00	2516	1.0006	-0.06
17	4.3	27.30	15171.53	165.57	21.63	15173	15173.00	2525	0.9999	0.01
18	4.3	27.60	15171.15	162.45	21.61	15158	15158.00	2527	1.0009	-0.09

8.5.5.

Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 7001

Viscosity	1,00 cSt (20°C)
Density	999,7 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 23 March 2006
 Altosonic-V : 232575 7001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	15,00	15,00	86496,2	1,139	56,49	31158	86550,00	5512	0,9994	0,062
2	15,00	15,00	86496,2	1,139	56,53	31167	86575,00	5508	0,9991	0,091
3	15,00	15,00	86496,2	1,139	56,52	31163	86563,89	5509	0,9992	0,078
4	15,00	15,00	86496,2	1,139	63,35	31152	86533,33	4915	0,9996	0,043
5	15,10	15,10	86496,6	1,136	63,39	31165	86569,44	4912	0,9992	0,084
6	15,10	15,10	86496,6	1,136	63,39	31164	86566,67	4912	0,9992	0,081
7	15,00	15,00	86496,2	1,139	81,34	31143	86508,33	3828	0,9999	0,014
8	15,00	15,00	86496,2	1,139	81,39	31157	86547,22	3826	0,9994	0,059
9	15,00	15,00	86496,2	1,139	81,40	31151	86530,56	3825	0,9996	0,040
10	15,00	15,00	86496,2	1,139	113,91	31161	86558,33	2734	0,9993	0,072
11	15,00	15,00	86496,2	1,139	113,73	31135	86486,11	2738	1,0001	-0,012
12	15,00	15,00	86496,2	1,139	113,76	31138	86494,44	2737	1,0000	-0,002
13	15,00	15,00	86496,2	1,139	183,82	31125	86458,33	1694	1,0004	-0,044
14	15,00	15,00	86496,2	1,139	184,07	31128	86466,67	1692	1,0003	-0,034
15	15,00	15,00	86496,2	1,139	183,90	31128	86466,67	1693	1,0003	-0,034
16	15,00	15,00	86496,2	1,139	556,39	31121	86447,22	560	1,0006	-0,057
17	15,00	15,00	86496,2	1,139	560,66	31120	86444,44	555	1,0006	-0,060
18	15,00	15,00	86496,2	1,139	558,59	31121	86447,22	557	1,0006	-0,057

8.6. Medidor 9001

8.6.1. Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 9001

Viscosity	9.30 cSt (20°C)
Density	859.3 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 16 February 2006
 Altosonic-V : 232575 9001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.8	16.50	15165.80	9.63	18.195	10904	15143.94	3001	1.0014	-0.14
2	3.8	17.20	15167.24	9.48	18.226	10905	15146.09	2996	1.0014	-0.14
3	3.8	17.50	15166.20	9.39	18.221	10908	15149.93	2996	1.0011	-0.11
4	3.8	17.80	15167.47	9.33	22.173	10913	15157.44	2463	1.0007	-0.07
5	3.8	18.00	15167.08	9.29	22.202	10914	15158.01	2459	1.0006	-0.06
6	3.8	18.20	15167.07	9.24	22.209	10911	15154.83	2459	1.0008	-0.08
7	3.7	18.50	15168.30	9.18	27.161	10919	15165.69	2010	1.0002	-0.02
8	3.7	18.60	15166.95	9.16	27.180	10922	15169.03	2009	0.9999	0.01
9	3.7	18.70	15168.26	9.14	27.160	10917	15162.62	2011	1.0004	-0.04
10	3.7	18.80	15167.90	9.12	33.146	10926	15174.84	1647	0.9995	0.05
11	3.7	18.80	15167.89	9.12	33.176	10926	15175.35	1646	0.9995	0.05
12	3.7	18.80	15167.93	9.12	33.186	10930	15180.22	1645	0.9992	0.08
13	3.6	18.80	15168.19	9.12	49.197	10943	15199.29	1110	0.9980	0.20
14	3.6	18.80	15168.17	9.12	49.873	10941	15196.33	1095	0.9981	0.19
15	3.6	18.70	15168.18	9.14	50.484	10938	15191.49	1082	0.9985	0.15
16	3.8	17.90	15168.64	9.31	114.711	10914	15158.11	476	1.0007	-0.07
17	3.8	17.90	15168.01	9.31	114.690	10916	15161.70	476	1.0004	-0.04
18	3.8	17.80	15167.95	9.33	115.255	10920	15166.43	474	1.0001	-0.01

8.6.2. Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 9001

Référence mesurée : ALTOSONIV 24"
 Numéro : 23 257 591

Date de l'étalonnage : 16/02/2006
 Réalisé par : Michel FIEU
 Produit : CONDENSAT

Nb pts	TUBE ETALON			MESUREUR										Erreur 0/100	Incertitude étalonnage U ₉₅ (MF) / MF	
	P (bar)	T (°C)	V _r (dm ³)	P (bar)	T (°C)	N	T ₁ (ms)	T ₂ (ms)	N	V _m (dm ³)	MF = V _r / V _m	Q (m ³ /h)	Q _m (m ³ /h)			
1	4.1	12.7	15 160.90	6.0	12.5	15 163			18 232.3		15 163.00	1.0005	2 994	2 992	-0.5	1.21E-03
2	4.1	13.2	15 161.63	6.2	13.1	15 163			19 278.1		15 163.00	0.9999	2 996	2 996	0.1	1.21E-03
3	4.1	13.7	15 161.48	6.1	13.8	15 161			18 267.4		15 161.00	1.0000	2 990	2 989	0.0	1.21E-03
4	4.0	14.1	15 162.25	5.4	14.0	15 165			21 874.5		15 165.00	0.9999	2 495	2 498	0.1	2.97E-03
5	4.0	14.4	15 162.84	5.3	14.2	15 165			21 695.8		15 165.00	0.9998	2 493	2 493	0.1	2.97E-03
6	4.0	14.6	15 162.99	5.4	14.5	15 167			21 887.7		15 167.00	1.0000	2 494	2 493	-0.4	2.97E-03
7	3.9	14.6	15 164.09	4.7	14.8	15 163			27 188.7		15 163.00	1.0001	2 008	2 008	-0.1	1.17E-03
8	3.9	15.0	15 163.66	4.7	14.9	15 165			27 184.0		15 165.00	0.9999	2 009	2 006	0.1	1.17E-03
9	3.9	15.1	15 164.17	4.7	15.0	15 167			27 250.4		15 167.00	0.9998	2 003	2 004	0.2	1.17E-03
10	3.8	15.1	15 165.10	4.3	15.1	15 177			36 604.5		15 177.00	0.9992	1 491	1 493	0.8	1.19E-03
11	3.9	15.2	15 164.58	4.3	15.1	15 169			36 564.2		15 169.00	0.9997	1 493	1 494	0.3	1.19E-03
12	3.8	15.2	15 164.61	4.3	15.2	15 173			36 539.8		15 173.00	0.9994	1 495	1 496	0.6	1.19E-03
13	3.8	15.2	15 164.64	4.0	15.2	15 168			56 955.5		15 168.00	0.9998	993	994	0.2	1.37E-03
14	3.8	15.2	15 165.92	4.0	15.2	15 162			54 562.4		15 162.00	0.9995	1 000	1 001	1.1	1.37E-03
15	3.8	15.3	15 165.97	4.0	15.2	15 174			56 938.8		15 174.00	0.9994	996	996	0.6	1.19E-03
16	3.9	15.0	15 165.91	3.9	15.0	15 184			113 394.7		15 184.00	0.9996	482	482	1.2	1.19E-03
17	3.9	15.0	15 165.95	3.9	15.0	15 181			115 381.4		15 181.00	0.9990	473	474	1.0	1.19E-03
18	3.9	14.9	15 166.46	3.9	15.0	15 190			117 403.6		15 190.00	0.9985	466	467	1.6	1.19E-03
19																

8.6.3.

Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 9001

Viscosity	185.96 cSt (20°C)
Density	943.1 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 20 February 2006
 Altosonic-V : 232575 9001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.3	18.80	15167.76	201.84	18.215	10918	15163.29	2998	1.0003	-0.03
2	4.3	19.40	15167.63	193.70	18.279	10911	15153.86	2987	1.0009	-0.09
3	4.2	20.10	15168.42	184.71	21.908	10926	15175.19	2493	0.9996	0.04
4	4.2	20.40	15169.11	181.02	21.866	10924	15172.53	2497	0.9998	0.02
5	4.2	20.80	15169.28	176.24	21.811	10917	15162.38	2504	1.0005	-0.05
6	4.1	21.70	15169.70	166.03	28.572	10918	15164.07	1911	1.0004	-0.04
7	4.1	21.90	15170.34	163.87	28.556	10926	15174.77	1912	0.9997	0.03
8	4.1	22.00	15170.41	162.08	28.532	10927	15176.12	1914	0.9996	0.04
9	4.0	22.20	15170.18	160.68	35.406	10924	15172.14	1542	0.9999	0.01
10	4.0	22.20	15170.33	160.68	35.312	10914	15158.04	1547	1.0008	-0.08
11	4.0	22.30	15170.36	159.64	39.771	10912	15155.81	1373	1.0010	-0.10
12	3.9	22.50	15170.58	157.57	51.781	10912	15155.87	1055	1.0010	-0.10
13	3.9	22.50	15171.12	157.57	53.233	10907	15147.99	1026	1.0015	-0.15
14	3.9	22.50	15171.17	157.57	59.619	10911	15154.11	916	1.0011	-0.11
15	3.9	21.00	15170.66	173.90	172.981	10931	15182.29	316	0.9992	0.08
16	3.9	20.90	15170.12	175.06	169.435	10934	15186.15	322	0.9989	0.11
17	3.9	20.90	15170.63	175.06	179.331	10937	15190.82	305	0.9987	0.13

8.6.4.

Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 9001

Viscosity	271.01 cSt (20°C)
Density	951.2 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 18 January 2006
 Altosonic-V : 232575 9001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.9	21.60	15169.82	242.08	113.00	15171	15171.00	483	0.9999	0.01
2	3.9	21.60	15170.32	242.08	115.14	15173	15173.00	474	0.9998	0.02
3	4.0	21.50	15169.77	243.77	116.55	15181	15181.00	469	0.9993	0.07
4	4.0	21.40	15168.49	245.48	58.85	15188	15188.00	928	0.9987	0.13
5	4.0	21.40	15169.00	245.48	58.29	15189	15189.00	937	0.9987	0.13
6	4.0	21.50	15169.56	243.77	58.08	15192	15192.00	940	0.9985	0.15
7	4.1	21.50	15168.87	243.77	42.17	15148	15148.00	1295	1.0014	-0.14
8	4.1	21.50	15168.86	243.77	42.21	15151	15151.00	1294	1.0012	-0.12
9	4.1	21.50	15168.90	243.77	42.18	15145	15145.00	1295	1.0016	-0.16
10	4.1	21.80	15168.78	238.73	32.11	15183	15183.00	1701	0.9991	0.09
11	4.1	21.90	15168.82	237.08	32.09	15186	15186.00	1702	0.9989	0.11
12	4.1	22.00	15169.41	235.44	32.05	15188	15188.00	1704	0.9988	0.12
13	4.2	23.00	15169.61	219.81	26.02	15184	15184.00	2099	0.9991	0.09
14	4.2	23.20	15169.19	216.84	25.99	15188	15188.00	2101	0.9988	0.12
15	4.3	24.50	15169.49	198.69	21.78	15163	15163.00	2507	1.0004	-0.04
16	4.3	24.80	15169.64	194.77	21.75	15154	15154.00	2511	1.0010	-0.10
17	4.3	25.10	15169.80	190.95	21.71	15153	15153.00	2516	1.0011	-0.11

8.6.5.

Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 9001

Viscosity	1,00 cSt (20°C)
Density	999,7 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 22 March 2006
 Altosonic-V : 232575 9001 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	14,60	14,60	86494,7	1,151	54,53	31140	86499,66	5710	0,9999	0,006
2	14,60	14,60	86494,7	1,151	56,42	31145	86513,56	5519	0,9998	0,022
3	14,60	14,60	86494,7	1,151	56,40	31132	86477,41	5521	1,0002	-0,020
4	14,60	14,60	86494,7	1,151	63,29	31147	86519,13	4920	0,9997	0,028
5	14,60	14,60	86494,7	1,151	63,26	31143	86508,00	4922	0,9998	0,015
6	14,60	14,60	86494,7	1,151	63,29	31151	86530,25	4920	0,9996	0,041
7	14,60	14,60	86494,7	1,151	81,29	31145	86513,56	3830	0,9998	0,022
8	14,60	14,60	86494,7	1,151	81,28	31153	86535,81	3831	0,9995	0,048
9	14,60	14,60	86494,7	1,151	81,24	31143	86508,00	3833	0,9998	0,015
10	14,60	14,60	86494,7	1,151	113,62	31149	86524,69	2741	0,9997	0,035
11	14,70	14,70	86495,1	1,148	113,61	31139	86496,88	2741	1,0000	0,002
12	14,70	14,70	86495,1	1,148	113,54	31141	86502,44	2742	0,9999	0,008
13	14,60	14,60	86494,7	1,151	183,92	31133	86480,19	1693	1,0002	-0,017
14	14,60	14,60	86494,7	1,151	184,12	31134	86482,97	1691	1,0001	-0,014
15	14,70	14,70	86495,1	1,148	184,37	31128	86466,28	1689	1,0003	-0,033
16	14,60	14,60	86494,7	1,151	556,75	31108	86410,66	559	1,0010	-0,097
17	14,60	14,60	86494,7	1,151	560,29	31102	86393,97	556	1,0012	-0,117
18	14,60	14,60	86494,7	1,151	558,38	31108	86410,66	558	1,0010	-0,097

8.7.
Medidor 9002

8.7.1.
Recorte de certificado de calibração – fluido OURAL – 9002

Viscosity	9.30 cSt (20°C)
Density	859.3 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 23 February 2006
 Altosonic-V : 232575 9002 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m3/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.8	14.20	15162.70	10.82	17.670	10911	15153.65	3089	1.0006	-0.06
2	3.8	15.10	15163.08	10.56	17.658	10913	15156.26	3091	1.0005	-0.05
3	3.8	15.50	15163.96	10.45	17.726	10914	15158.85	3080	1.0003	-0.03
4	3.8	15.80	15164.07	10.37	21.676	10915	15159.30	2518	1.0003	-0.03
5	3.8	16.40	15163.74	10.20	21.591	10920	15166.77	2528	0.9998	0.02
6	3.8	16.80	15164.53	10.10	21.704	10927	15175.72	2515	0.9993	0.07
7	3.7	17.00	15165.50	10.05	26.425	10930	15181.24	2066	0.9990	0.10
8	3.7	17.10	15165.69	10.02	26.523	10921	15168.30	2058	0.9998	0.02
9	3.7	17.20	15165.74	9.99	26.298	10923	15171.05	2076	0.9996	0.04
10	3.7	17.30	15166.16	9.97	40.087	10916	15161.21	1362	1.0003	-0.03
11	3.7	17.30	15165.65	9.97	40.062	10926	15174.51	1363	0.9994	0.06
12	3.7	17.30	15165.59	9.97	40.078	10927	15176.17	1362	0.9993	0.07
13	3.6	17.20	15165.73	9.99	60.587	10927	15175.96	901	0.9993	0.07
14	3.6	17.20	15166.35	9.99	59.738	10930	15180.75	914	0.9991	0.09
15	3.6	17.20	15166.33	9.99	59.570	10927	15176.40	917	0.9993	0.07
16	3.8	16.50	15166.16	10.18	111.846	10918	15163.77	488	1.0002	-0.02
17	3.8	16.40	15166.13	10.20	107.913	10916	15160.55	506	1.0004	-0.04
18	3.8	16.40	15166.14	10.20	107.909	10922	15169.37	506	0.9998	0.02

8.7.2.
Recorte de certificado de calibração – fluido CONDENSAT – 9002

Numéro : 23257592

Date de l'étalonnage : 23/02/2006
 Réalisé par : Jérôme LASINO
 Produit : CONDENSAT

Nb pts	TUBE ETALON			MESUREUR											Erreur Q100	Incertitude étalonnage U(MF) / MF
	P (bar)	T (°C)	V _r (dm ³)	P (bar)	T (°C)	N	T ₁ (ms)	T ₂ (ms)	N	V _m (dm ³)	Mf = V _r / V _m	Q _m (m ³ /h)	Q _m (m ³ /h)			
1	4.1	11.1	15 162.68	5.1	11.1	15 151		18 208.8		15 151.00	1.0006	2 998	2 996	-0.6	1.16E-03	
2	4.1	11.4	15 162.88	5.1	11.4	15 154		18 169.8		15 154.00	1.0006	3 001	2 999	-0.6	1.16E-03	
3	4.1	11.7	15 163.41	5.1	11.7	15 153		18 187.4		15 153.00	1.0007	3 001	3 000	-0.7	1.16E-03	
4	4.0	12.1	15 163.43	4.7	12.1	15 164		21 820.6		15 164.00	1.0000	2 502	2 502	0.0	1.16E-03	
5	4.0	12.3	15 163.57	4.6	12.2	15 162		21 779.8		15 162.00	1.0001	2 506	2 506	-0.1	1.16E-03	
6	4.0	12.5	15 163.62	4.6	12.4	15 162		21 823.5		15 162.00	1.0001	2 501	2 501	-0.1	1.16E-03	
7	3.9	12.6	15 163.21	4.5	12.6	15 158		27 490.9		15 158.00	1.0003	1 968	1 967	-0.3	1.27E-03	
8	3.9	12.7	15 163.29	4.4	12.7	15 172		27 516.3		15 172.00	0.9994	1 984	1 985	0.6	1.27E-03	
9	3.9	12.8	15 163.23	4.5	12.7	15 163		27 493.1		15 163.00	1.0000	1 966	1 966	0.0	1.27E-03	
10	3.8	12.0	15 162.95	4.8	12.8	15 170		36 444.4		15 170.00	0.9995	1 468	1 469	0.5	1.17E-03	
11	3.8	12.9	15 163.34	4.8	12.9	15 176		36 424.8		15 176.00	0.9992	1 468	1 500	0.8	1.17E-03	
12	3.8	13.0	15 162.54	4.7	12.8	15 171		35 349.4		15 171.00	0.9994	1 502	1 503	0.6	1.17E-03	
13	3.8	13.0	15 163.09	4.0	12.9	15 158		56 520.7		15 158.00	1.0003	966	966	-0.3	1.22E-03	
14	3.8	12.9	15 163.70	4.0	12.9	15 180		55 522.7		15 160.00	1.0002	963	992	-0.2	1.22E-03	
15	3.8	12.9	15 164.03	4.0	12.9	15 180		55 938.8		15 160.00	0.9997	975	975	0.3	1.22E-03	
16	3.8	12.9	15 163.69	4.0	12.8	15 171		112 491.7		15 171.00	0.9995	486	486	0.5	1.22E-03	
17	3.8	12.9	15 162.93	4.2	12.8	15 163		113 662.8		15 163.00	1.0000	480	480	0.0	1.22E-03	
18	3.8	12.8	15 163.39	4.3	12.7	15 174		114 477.8		15 174.00	0.9993	477	477	0.7	1.22E-03	

8.7.3.

Recorte de certificado de calibração – fluido FUEL – 9002

Viscosity	185.96 cSt (20°C)
Density	943.1 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 21 February 2006
 Altosonic-V : 232575 9002 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	4.3	23.80	15168.32	144.94	17.693	10925	15173.45	3086	0.9997	0.03
2	4.3	24.50	15167.95	138.66	17.742	10905	15145.90	3078	1.0015	-0.15
3	4.3	25.00	15168.33	134.38	17.750	10916	15161.51	3076	1.0005	-0.05
4	4.2	25.40	15169.61	131.07	21.575	10917	15162.14	2531	1.0005	-0.05
5	4.2	26.00	15169.81	126.31	21.583	10920	15166.01	2530	1.0003	-0.03
6	4.2	26.30	15169.93	124.00	21.113	10916	15161.77	2587	1.0005	-0.05
7	4.1	23.50	15168.50	147.74	27.780	10915	15160.14	1966	1.0006	-0.06
8	4.1	23.60	15169.04	146.80	27.888	10911	15154.41	1958	1.0010	-0.10
9	4.1	23.70	15169.63	145.86	27.779	10917	15163.12	1966	1.0004	-0.04
10	4.0	23.40	15169.30	148.69	35.876	10918	15163.88	1522	1.0004	-0.04
11	4.0	23.50	15169.88	147.74	36.133	10916	15161.36	1511	1.0006	-0.06
12	4.0	23.40	15169.30	148.69	35.973	10918	15164.31	1518	1.0003	-0.03
13	3.9	23.50	15169.45	147.74	46.996	10923	15170.91	1162	0.9999	0.01
14	3.9	23.50	15169.01	147.74	47.067	10912	15156.14	1160	1.0008	-0.08
15	3.9	23.40	15168.95	148.69	46.621	10921	15167.40	1171	1.0001	-0.01
16	3.9	25.70	15171.42	128.66	134.855	10904	15144.46	405	1.0018	-0.18
17	3.9	25.40	15170.81	131.07	140.802	10914	15158.50	388	1.0008	-0.08
18	3.9	25.10	15170.00	133.54	131.602	10902	15142.20	415	1.0018	-0.18

8.7.4.

Recorte de certificado de calibração – fluido HEAVY FUEL – 9002

Viscosity	271.01 cSt (20°C)
Density	951.2 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 20 January 2006
 Altosonic-V : 232575 9002 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1	3.9	21.50	15168.15	243.77	108.59	15181	15181.00	503	0.9992	0.08
2	3.9	21.50	15168.72	243.77	115.92	15177	15177.00	471	0.9995	0.05
3	4.0	21.50	15168.73	243.77	120.08	15171	15171.00	455	0.9999	0.01
4	4.0	21.60	15167.66	242.08	59.89	15174	15174.00	912	0.9996	0.04
5	4.0	21.60	15168.10	242.08	59.36	15173	15173.00	920	0.9997	0.03
6	4.0	21.60	15168.12	242.08	59.10	15176	15176.00	924	0.9995	0.05
7	4.1	21.90	15168.15	237.08	42.13	15161	15161.00	1296	1.0005	-0.05
8	4.1	21.90	15168.17	237.08	42.11	15154	15154.00	1297	1.0009	-0.09
9	4.1	22.00	15168.21	235.44	42.11	15166	15166.00	1297	1.0001	-0.01
10	4.1	22.50	15168.10	227.46	32.03	15170	15170.00	1705	0.9999	0.01
11	4.1	22.70	15168.17	224.37	31.96	15172	15172.00	1709	0.9997	0.03
12	4.1	22.80	15167.84	222.84	31.93	15177	15177.00	1710	0.9994	0.06
13	4.2	23.30	15168.21	215.38	26.14	15185	15185.00	2089	0.9989	0.11
14	4.2	23.90	15169.06	206.83	26.00	15194	15194.00	2100	0.9984	0.16
15	4.2	24.10	15169.17	204.07	25.92	15188	15188.00	2107	0.9988	0.12
16	4.3	24.60	15169.06	194.38	21.63	15170	15170.00	2525	0.9999	0.01
17	4.3	25.10	15168.77	190.97	21.56	15156	15156.00	2533	1.0008	-0.08
18	4.3	25.40	15168.95	187.22	21.52	15159	15159.00	2538	1.0007	-0.07

8.7.5.

Recorte de certificado de calibração – fluido ÁGUA – 9002

Viscosity	1,00 cSt (20°C)
Density	999,7 Kg/m ³ (15°C)

Date of Calibration : 22 March 2006
 Altosonic-V : 232575 9002 24" (150lbs RF)
 Qmin - Qmax [m³/h] : 500 ... 10000

Pts	Prover			Flowmeter under test						
	P (bar)	T (°C)	Vr (dm ³)	v (mm ² /s)	Time (s)	N	Vm (dm ³)	Qm (m ³ /h)	Mf	Error (%)
1		14,70	86495,1	1,148	56,56	31174	86594,44	5505	0,9989	0,115
2		14,60	86494,7	1,151	56,55	31180	86611,11	5506	0,9987	0,134
3		14,70	86495,1	1,148	56,54	31173	86591,67	5507	0,9989	0,112
4		14,80	86495,5	1,145	63,42	31166	86572,22	4910	0,9991	0,089
5		14,80	86495,5	1,145	63,39	31162	86561,11	4912	0,9992	0,076
6		14,80	86495,5	1,145	63,38	31168	86577,78	4913	0,9990	0,095
7		14,80	86495,5	1,145	81,40	31150	86527,78	3825	0,9996	0,037
8		14,80	86495,5	1,145	81,44	31161	86558,33	3823	0,9993	0,073
9		14,80	86495,5	1,145	81,41	31145	86513,89	3825	0,9998	0,021
10		14,70	86495,1	1,148	113,86	31148	86522,22	2735	0,9997	0,031
11		14,70	86495,1	1,148	113,85	31158	86550,00	2735	0,9994	0,063
12		14,70	86495,1	1,148	113,84	31156	86544,44	2735	0,9994	0,057
13		14,70	86495,1	1,148	184,20	31123	86452,78	1690	1,0005	-0,049
14		14,70	86495,1	1,148	183,86	31131	86475,00	1694	1,0002	-0,023
15		14,70	86495,1	1,148	184,12	31128	86466,67	1691	1,0003	-0,033
16		14,70	86495,1	1,148	553,14	31106	86405,56	563	1,0010	-0,104
17		14,70	86495,1	1,148	558,59	31106	86405,56	557	1,0010	-0,104
18		14,70	86495,1	1,148	555,85	31102	86394,44	560	1,0012	-0,117