



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**UMA METODOLOGIA PARA REDUÇÃO DE INCERTEZAS EM SISTEMA DE
MEDIÇÃO DE VAZÃO DE ÓLEO E GÁS**

João de Deus Freire de Araújo

Dissertação de Mestrado

NATAL, RN-Brasil
Março de 2009

UMA METODOLOGIA PARA REDUÇÃO DE INCERTEZAS EM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE VAZÃO DE ÓLEO E GÁS

João de Deus Freire de Araújo

Dissertação de Mestrado apresentado à Universidade
Federal do Rio Grande do Norte como parte dos
requisitos para obtenção do título de Mestre em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. DSc. Andrés Ortiz Salazar

NATAL, RN-Brasil
Março de 2009

Divisão de Serviços Técnicos

Catálogo da Publicação na Fonte. UFRN / Biblioteca Central Zila Mamede

Araújo, João de Deus Freire de.

Uma metodologia para redução de incertezas em sistema de medição de vazão de óleo e gás / João de Deus Freire de Araújo. – Natal, RN, 2009.

92 f.

Orientador: Andrés Ortiz Salazar.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Centro de Tecnologia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

1. Controle metrológico – Dissertação. 2. Incerteza de medição – Dissertação. 3. Metodologia de calibração – Dissertação. I. Salazar, Andrés Ortiz. II. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. III. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 006.91(043.3)

JOÃO DE DEUS FREIRE DE ARAÚJO

**UMA METODOLOGIA PARA REDUÇÃO DE INCERTEZAS EM
SISTEMA DE MEDIÇÃO DE VAZÃO DE ÓLEO E GÁS**

Dissertação de Mestrado submetida ao corpo docente da Coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Dissertação de Mestrado aprovada, em 20 de Março de 2009, pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Andrés Ortiz Salazar, D.Sc. – UFRN

André Laurindo Maitelli, D.Sc. – UFRN

Benno Waldemar Assmann, D.Sc. – Petrobras

À minha esposa Mércia e aos meus filhos:

Marcelo Victor e Khalil. Minha vida...

AGRADECIMENTOS

A Deus sobre todas as coisas, pelas bênçãos e proteção divina em todos os momentos da minha vida, bem como aos meus familiares: Mércia, Ana Rita, Maria Rita, Manoel Freire pelo apoio incansável durante todos os momentos.

A Marcelo Victor, Khalil, Isabelle, Juliane, Juviano, Joseval Farias e Márcia Farias pela paciência, incentivo e por minha ausência nos momentos difíceis, nos quais com suas competências, determinações, permitiram mais esta caminhada na minha vida.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte pela oportunidade de realização deste trabalho.

À Petrobras pelo apoio e pelo vasto material de apoio didático, técnico e científico.

A todos os professores (D. Sc. – UFRN) do curso que denotaram toda a simplicidade e doação pela profissão: André Maítelli, Francisco Motta, Fábio Meneghetti, Pablo Javier, Ricardo Pinheiro, Adrião e Aldair.

Em especial, ao professor Andrés Ortiz Salazar, D. Sc. – UFRN, pela orientação eficaz, amizade e competência.

A todos os colegas do curso, pela companhia, amizade e ajuda nos momentos necessários no decorrer do curso, com destaque: Filipe, Adelson, Luciano, Osmar, Paulo César.

A Élcio Cruz (Petrobras) pela cooperação e por entender a importância deste trabalho.

A Erik Mille (funcionário contratado da Transpetro) pela colaboração.

Os problemas significativos que enfrentamos não podem ser resolvidos no mesmo nível de pensamento em que estávamos quando os criamos.

Albert Einstein

RESUMO

O objetivo deste trabalho de pesquisa é abordar a necessidade de implementação de novas alternativas para a execução da gestão no controle metrológico: quanto às verificações das medições iniciais e posteriores; nos procedimentos de controle da incerteza de medição; aplicada na avaliação das perdas ou sobras constatadas nas operações de movimentação de grânéis líquidos; quando utilizamos medidores tipo turbina na medição fiscal utilizada nos negócios da Petrobras, em virtude ao atual cenário da metrologia legal e científica; no contexto nacional e internacional. Almeja-se, com estas alternativas: padronizarmos a minimização dos erros aleatórios e sistemáticos; a estimativa dos erros remanescentes; assim como, a gestão no controle metrológico dos procedimentos de calibração; controle das incertezas de medições; e contribuirmos para a mudança na forma de atuação da metrologia legal e científica, divulgando novas informações para a gestão de mudanças do controle metrológico, voltadas objetivamente para os aspectos de supervisão na execução destas atividades no controle das incertezas de medição utilizadas em nossos processos de medição fiscal no sistema Petrobras. São apresentados resultados, informações e comentários sobre a influência da incerteza de medição nos resultados atuais das medições fiscais e transferências de custódia. Isto enfatizará a necessidade, dentre outras coisas, de melhoria e na ampliação do controle metrológico monitorado, definindo um melhor atendimento à demanda de calibrações dos equipamentos e instrumentos de medições da Petrobras. Finalmente, pretende-se concluir pela necessidade do aprimoramento do método de avaliação dos dados do medidor aplicado na gestão atual do controle de incertezas de medições, propondo metodologia para a abordagem do problema, assim como, destacando os resultados esperados.

Palavras-chave: Controle metrológico. Incerteza de medição. Metodologia de calibração.

ABSTRACT

The objective of this research is to discuss about the need for implementation of new alternatives for the implementation on the metrological control: on the findings of initial and subsequent measurements, the control procedures of measurement uncertainty applied in assessing the loss or remains found in handling operations of bulk liquids, when used turbine meters used in measuring the tax on the business of Petrobras, due to the current environment of legal metrology and scientific, both domestic and international. We aim, with these alternatives: standardizing the minimization of random and systematic errors, the estimate of the remaining errors, as well as the management control of metrological calibration procedures, control of measurement uncertainty, and contribute to the change in the form of performance of legal metrology and scientific disseminating new information to change management of metrological control, objectively focused on aspects of supervision in implementing these activities in the control of the uncertainties of measurement used in our processes in the fiscal measurement system Petrobras. Results are presented, information and comments on the influence of measurement uncertainty in the current results of the fiscal and transfer of custody. This will emphasize the need, among other things, improvement and expansion of metrological control monitored by setting a better meet demand, calibration equipment and measuring instruments for Petrobras. Finally, we intend to establish the need for improving the method of evaluation of the data meter applied to the current management control of measurement uncertainty by proposing a methodology for addressing the problem, as well as highlighting the expected results.

Keywords: Metrology control. Uncertainty of measurement. Methodology of calibration.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS E FOTOS	xi
LISTA DE TABELAS E GRÁFICO	xiii
LISTA DE SÍMBOLOS	xiv
GLOSSÁRIO	xv
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Histórico.....	1
1.2 Motivação.....	3
1.3 Objetivos.....	5
1.4 Estruturação da dissertação.....	6
2 PRINCÍPIO TEÓRICO DE MEDIÇÃO DE VAZÃO.....	8
2.1 INTRODUÇÃO: Medidores de Vazão.....	8
2.2 Conversão de unidades.....	9
2.3 Princípio de medição de vazão.....	10
2.4 Turbina.....	10
2.4.1 Escopo de avaliação de medidor tipo turbina.....	16
2.4.2 Movimentação granéis líquidos e gás.....	19
2.5 Registros e gráficos de fatores de medidor tipo turbina.....	21
2.6 Registros de fatores de medidor tipo turbina.....	22
2.7 Gráficos de fatores de medidor tipo turbina.....	23
2.8 Conclusão.....	29
3 METODOLOGIA PARA CALIBRAÇÃO DA EMED COM MEDIDOR TIPO TURBINA/COMPACTO <i>PROVER</i>	30
3.1 Metodologia de calibração da EMED	30
3.2 Calibração da EMED <i>HIRSA/BROOKS</i>	30
3.3 <i>AuditFlow</i> FC302/DF77: módulo de entradas de pulso com suporte para provador.....	36
3.4 Conclusão.....	45

4	PROCEDIMENTO DE CALIBRAÇÃO PELO MÉTODO <i>WATERDRAW</i>.....	47
4.1	Introdução.....	47
4.2	Normas.....	49
4.3	Definições.....	49
4.4	Frequência de calibração.....	50
4.5	Equipamento necessário.....	50
4.6	Verificações iniciais.....	54
4.7	Teste de estanqueidade dos selos.....	56
4.8	Calibração do volume <i>upstream</i> e <i>downstream</i>	58
4.9	A importância da medição e o impacto no faturamento.....	64
4.10	Conclusão.....	65
5	COLETA DE DADOS, ANÁLISE COMPARATIVA E CALIBRAÇÃO DA EMED DE GLP.....	68
5.1	Coleta de dados e resultados do compacto <i>prover books</i>	68
5.2	Estudo de incerteza metrológica do sistema de GLP do Terminal de São Luís-MA	76
5.3	Análise comparativa da quantidade movimentada após operação de GLP.....	81
5.4	Conclusão.....	85
5.4.1	Sugestões e recomendações.....	86
6	CONCLUSÕES GERAIS E PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS.....	87
6.1	Considerações finais.....	87
6.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	89
	REFERÊNCIAS	91
	ANEXOS: Documentação	

LISTA DE FIGURAS E FOTOS

Figura 1.1 – Estimativa do impacto devido a erros de medição de petróleo	4
Figura 1.2 – Mercado mundial de medidores para medição de líquido e gás	5
Figura 2.1 – Vista explodida de uma turbina	11
Figura 2.2 – Elemento primário contador de pulso	12
Figura 2.a – EMED/ <i>Prover</i>	13
Figura 2.b – Início da prova	13
Figura 2.c – Transição da prova	14
Figura 2.d – Prova	14
Figura 2.e – Fim corrida da prova	15
Figura 2.f – Pistão retornando para a posição <i>Upstream</i>	16
Figura 2.3 – Apresenta a curva característica de uma turbina	18
Figura 2.4 – Gráfico representando a perda de carga de um medidor tipo turbina	19
Figura 2.5 – Fonte: Harboe, Estudo dos índices de diferenças nas movimentações de produtos por cabotagem, 1999.	20
Figura 2.6 – Exemplo de um gráfico de fatores de um medidor	24
Figura 2.7 – Fatores de medidor	28
Figura 2.8 – Distribuição cumulativa de taxas de vazão	28
Figura 3.1 – Mapeamento das movimentações do Terminal Aquaviário de São Luís-MA	31
Figura 3.2 – Mapeamento das movimentações do Terminal da UTPF/UN_RNCE	37
Figura 3.3 – Exemplo de sinal simples conectado na entrada de pulso A2 do DF77	44
Figura 3.4 – Exemplo de conexão sinal duplo no grupo 2 de pulso (A2 e B2)	44
Figura 4.1 – Calibração do volume <i>Upstream</i>	51
Figura 4.2 – Calibração do volume <i>Downstream</i>	52
Figura 4.3 – Detalhe de montagem do <i>kit</i> de detecção de vazamento	57

Figura 5.1 – Certificado de calibração do Provador Compacto <i>Brooks</i>	68
Figura 5.2 – Quantificação de GLP em vaso cilíndrico ou esfera	79
Figura 5.3 – O gráfico representa a faixa de normalidade linear da turbina	82
Figura 5.4 – Apresenta o fator do medidor e a vazão controlada da turbina	82
Figura 5.5 – Esquema das tubulações e tanques na companhia NGB	87
Foto 3.1 – Vista aérea das esferas de GLP: EF-47001 e EF-47002	32
Foto 3.2 – Vista aérea do Terminal da UTPF/UN_RNCE	38
Foto 4.1 – Vaso <i>Seraphin</i>	47
Foto 4.2 – Compacto <i>prover Brooks</i>	48
Foto 4.3 – Equipe de teste da Transpetro e contratada	48
Foto 4.4 – Detalhe da resolução da escala graduada do Vaso <i>Seraphin</i>	53
Foto 4.5 – Montagem dos equipamentos e instalações para teste <i>upstream</i>	60
Foto 4.6 – Detalhe da montagem dos equipamentos e instalações para teste <i>downstream</i>	61

LISTA DE TABELAS E GRÁFICO

Tabela 2.1 – Conversões de unidades de vazão volumétrica	9
Tabela 2.2 – Conversões de unidades de vazão mássica	9
Tabela 2.3 – Teste de linearidade de turbina	17
Gráfico 2.1 – Linearidade de turbina	17
Tabela 2.4 – Exemplo de um registro de fatores de medidor	23
Tabela 2.5 – Exemplo: Conjunto sequencial de fatores de medidor	25
Tabela 2.6 – Exemplo: Parâmetros de operação de comprovação de medidor	26
Tabela 2.7 – Exemplo: Dados estatísticos históricos sobre taxas de vazão	26
Tabela 2.8 – Exemplo: Conjunto de comprovação de medidor modificado	27
Tabela 4.1 – Parâmetros dos provadores <i>Brooks</i>	59
Tabela 4.2 – Posição das válvulas para a Figura 4.1	63
Tabela 5.1 – Resumo do certificado de calibração do Provador Compacto <i>Brooks</i>	76
Tabela 5.2 – Quantificação de GLP em vaso cilíndrico ou esfera	80
Tabela 5.3 – Acompanhamento e controle das variáveis: pressão, densidade, temperatura, e nível	83
Tabela 5.4 – Resultados do acompanhamento da Transpetro	84
Tabela 5.5 – Balanço sem o acompanhamento da Transpetro	84
Tabela 5.6 – Balanço sem o acompanhamento da Transpetro	85

LISTA DE SÍMBOLOS

Q	Vazão volumétrica
Fator K	Representa a quantidade de pulsos por unidade de volume
<i>Pickoff</i>	Elemento primário gerador de pulso
dr	É o espaço anular
r	Raio
Δu	Variação na velocidade tangencial do fluido na saída do medidor
V1	Volume em uma determinada condição operacional
F	Número de pulsos totalizados em um determinado intervalo de tempo
Net	Volume em temperatura ambiente corrigido para 20 °C
P1	Pressão a montante do medidor turbina
P2	Pressão a jusante do medidor turbina
μ	Média do desvio padrão
σ	Desvio padrão
bph	Representa barril por hora
FC302	Computador de vazão do sistema medição de vazão <i>AuditFlow</i>
DF77	Módulo totalizador de pulsos
T1	Termômetro para medição da temperatura da água no sistema
T2	Termômetro para medição da temperatura da água para o Vaso <i>Seraphin</i>
Td	Termômetro para medição da temperatura na barra de invar do provador
Tm	Temperatura média da água do Vaso <i>Seraphin</i>
AV1	Válvula de bloqueio do Vaso <i>Seraphin</i>
AV2	Válvula de bloqueio do Vaso <i>Seraphin</i>
P_p	Pressão do <i>plenum</i> , <i>psig</i>
P_{op}	Pressão de operação do provador, <i>psig</i>
R	Parâmetro obtido da Tabela 4.1
D	Diâmetro interno do tubo, em polegadas
T	Espessura da parede do tubo, em polegadas
S1	Chave não retentiva do circuito de interface eletrônica do provador

S2	Chave retentiva do circuito de interface eletrônica do provador
P	Significa provador
V _m	Volume da medida padrão mais ou menos a leitura na escala. Corresponde ao volume bruto total de água na medida padrão
TMP	Fator de correção volumétrico devido a diferença de temperatura entre o provador e a medida padrão
C _{ss}	Fator de correção devido a temperatura do aço inox da medida padrão, o aço do tubo da seção calibrada do provador, e o invar das barras espaçadoras
CPL	Fator de correção devido a compressibilidade da água no provador
CPS	Fator de correção devido a expansão do tubo do provador pela pressão
VTP	Volume base do provador a 20 °C e 0 kPa
Erro ε_1	Erro comparativo da esfera EF-47001
Erro ε_2	Erro comparativo da esfera EF-47002
Erro ε_3	Erro comparativo da EMED <i>DIF</i>
<i>DIF</i>	É a diferença da soma ou subtração do erro entre os termos da EF-47001, a EF-47002, e a EMED
C ₃	Significa gás propano
C ₄	Significa gás butano

GLOSSÁRIO

AB-LO/OL/CMAP	Gerência de Controle de Movimentações e Auditoria de Perdas da Logística do Abastecimento
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGIP	Agip do Brasil S.A
ANP	Agência Nacional de Petróleo
API	<i>American Petroleum Institute</i>
Diâmetro nominal	diâmetro interno de uma circunferência, por exemplo, uma tubulação industrial
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial
NGB	Norte Gás Butano
OIML	Organização Internacional de Metrologia Legal
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A
<i>Ranger</i>	Faixa de indicação que se pode obter em uma posição específica dos controles de um instrumento de medição
Tabela de arqueação	É uma tabela na qual estão inseridas um conjunto de operações efetuadas para determinar a capacidade volumétrica de um tanque ou reservatório até um ou vários níveis de enchimento
TRANSPETRO	Petrobras Transportes S.A
UTPF	Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos
VIM	Vocabulário Internacional de Metrologia

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

1.1 Histórico

Desenvolvido inicialmente para uso estratégico militar e, depois, utilizado para medição de vazão de combustíveis em aviões e foguetes desde a década de 1950, o medidor tipo turbina é caracterizado como um dos mais versáteis tipos de medidores de alto range operacional e com baixas incertezas de medição. Atualmente, devido as suas várias características e especificações técnicas, a turbina é muito usada como padrão de medição fiscal e transferência de custódia em diversas empresas, assim como nas indústrias nacionais e internacionais.

Hoje, na indústria, existe a necessidade de abordar a implementação de novas tecnologias para a medição de vazão, devido aos avanços tecnológicos de componentes eletrônicos. Podem-se observar novas possibilidades de tecnologias, no sentido de aprimorar tecnologias anteriores. Na medição eletrônica de transferência de custódia e na medição fiscal de gás e líquido, evidencia-se a utilização de técnicas, tais quais:

- ✓ verificação do nível de segurança para totalização dos pulsos;
- ✓ prova com dupla cronometria;
- ✓ fidelidade na transmissão dos pulsos;
- ✓ diagnóstico em tempo real do trem de pulsos;
- ✓ detecção do erro de sequência dos pulsos gerados;
- ✓ erro de fase e pulsos coincidentes;
- ✓ erro devido a pulso faltante;
- ✓ erro devido a pulso extra;
- ✓ detecção de pulso adicional;
- ✓ interpolação de pulsos por dupla cronometria.

Todos esses requisitos visam a atender a Portaria conjunta nº1 ANP/INMETRO (19 de junho de 2000) [1], a Portaria INMETRO nº64 (11 de abril de 2003) [2], assim como as normas internacionais API MPMS 4.6 [3], API MPMS 5.5 [4], ISO 7278-3 [5] e ISO 6551 [6].

Nesse contexto, pode-se dizer que o principal objetivo de um sistema de medição de vazão que utiliza medidor tipo turbina é o de realizar quantificações exatas e confiáveis, por meio do uso de equipamentos controlados e técnicas metrológicas reconhecidas, que possam assegurar um nível de incerteza aceitável para as medições e que atendam aos requisitos e normas reguladoras aplicadas nas indústrias em geral.

Presencia-se uma grande expectativa e um esforço gerencial nas empresas, assim como nas indústrias para que os laboratórios credenciados e instalados por todo o país possam ter uma metodologia e uma infraestrutura que garantam a segurança nos resultados das medições e que ambas evidenciem um sistema de medição confiável de acordo com as normas de segurança vigentes. A vazão é uma grandeza derivada que depende de diversas condições, tais como: as condições dinâmicas e termodinâmicas do escoamento sob medição, viscosidade, densidade e PH. Aliados a esses fatos, quase que a totalidade dos medidores de vazão utilizada no país é importada. Por isso, propõe-se ser necessário que o país desenvolva uma tecnologia nacional no controle das incertezas metrológicas dos medidores de vazão atualmente instalados nas empresas e indústrias.

Tais expectativas têm contribuído para que a medição de vazão de gases e líquidos continue sendo um desafio a ser superado, tanto no campo da metrologia legal, quanto no campo da metrologia científica e industrial.

1.2 Motivação

O modelo modal de automação (é o modelo de arquitetura de redes de automação industrial), aplicada às atividades de negócios e logística da Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.), contempla sempre os requisitos estabelecidos para avaliar os critérios de conformidade de controle metrológico utilizados em seus procedimentos de operação, manutenção, calibração dos medidores de vazão instalados em nossas áreas de exploração, refino, transporte, armazenamento e distribuição. Considera-se que os medidores tipo turbina utilizados nas medições de líquidos e gases, devem atender a especificações mínimas, de forma a garantir a sua confiabilidade metrológica. Dessa forma, existem normas e regulamentos técnicos metrológicos que estabelecem as condições mínimas, as quais devem satisfazer este tipo de medidor utilizado nas EMEDs de líquidos e gases. No entanto, essas mesmas normas e regulamentos técnicos metrológicos não estabelecem procedimentos de calibração e manutenção específicos para os medidores tipo turbina.

Finalmente, propõe-se desenvolver uma metodologia para redução de incertezas em sistema de medição de óleo e gás, observando-se sempre, a necessidade do aprimoramento do método de avaliação dos dados do sistema de medição de vazão, aplicado na gestão atual do controle de incertezas de medições das turbinas utilizadas nas EMEDs (estações de medição).

Propõe-se uma metodologia adequada para a abordagem dos problemas de medição, destacando-se os resultados esperados. Somente para demonstrar a importância estatística do impacto econômico, por exemplo, podem-se observar na Figura 1.1 as perdas em dólares (US\$) caso houvesse erros de medição de petróleo não-corrigidos, considerando apenas a produção de toda a Bacia de Campos, de janeiro a julho de 2006, que totalizou 304.759.996 barris (57.394.042 m³) e média mensal de 43.537.132 barris. Os preços em dólar/barril estão sendo utilizados apenas como referência. Esta mesma sistemática pode ser aplicada às grandes

descobertas encontradas pela Petrobras na camada de pré-sal, a serem exploradas, levando-se em consideração as diversas tecnologias de medição existentes, como também escolher os melhores equipamentos de medição que trarão os melhores resultados para empresa.

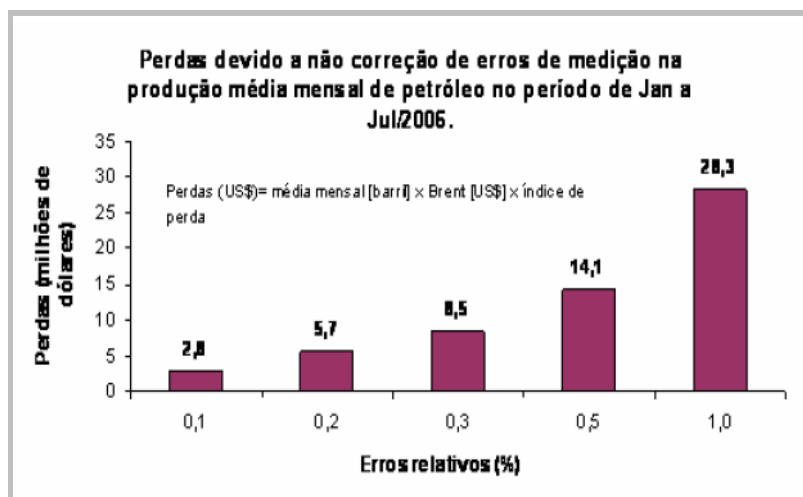


Figura 1.1 - Estimativa do impacto econômico devido a erros de medição de petróleo

(Fonte: Emerson Process)

A medição de vazão de óleo e gás, por medidor tipo turbina, ainda continua entusiasmando fabricantes, usuários e instituições. A aplicação de medidor tipo turbina para medição de petróleo e gás, em meados do século XX e início do século XXI, representa 10% do mercado mundial. A Figura 1.2 apresenta a estatística de aplicação de medidor tipo turbina em relação às outras tecnologias.

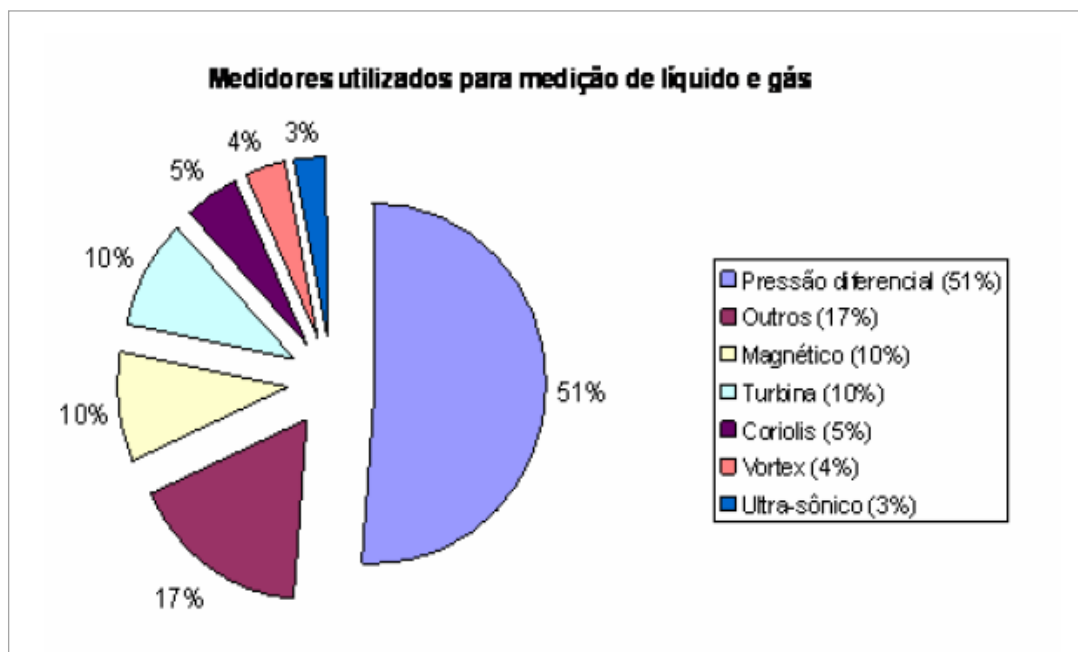


Figura 1.2 - Mercado mundial de medidores utilizados para medição de líquido e gás

(Fonte: Emerson Process)

1.3 Objetivos

O Vocabulário Internacional de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia – VIM, faz uma observação referente à definição de procedimento de medição: um procedimento de medição é usualmente registrado em um documento, algumas vezes é denominado de procedimento de medição (ou método de medição) normalmente tem detalhes suficientes para permitir que um operador execute a medição sem informações adicionais (VIM, 2000, p. 24) [7].

O objetivo principal deste trabalho de pesquisa é desenvolver uma metodologia para a redução de incertezas de medição, aplicadas ao medidor tipo turbina, assim como, assegurar um nível alto de credibilidade e exatidão, que seja confirmado pelas medições. Outrossim, propõe-se desenvolver uma metodologia concisa para redução de incertezas metrológicas, em relação aos padrões de medições certificados.

A aplicação da metodologia é sistematizar a gestão do controle metrológico e prover de confiança os resultados obtidos na medição, isto é, nas medidas. Todavia não é apenas o instrumental empregado que é capaz de garantir este resultado. Certamente instrumentos calibrados são condições necessárias para a chamada comprovação metrológica. A implementação de métodos e técnicas de medição, assim como, pessoal habilitado, é essencial para o alcance de medidas confiáveis.

Esta pesquisa propõe-se oferecer uma contribuição ao aprimoramento dos procedimentos técnicos e avaliação de estações de medição (EMED), com medidor tipo turbina destinadas à medição de granéis líquidos e gás.

1.4 Estruturação da dissertação

No capítulo 2 está sendo apresentado um resumo do princípio teórico de medição de vazão tipo turbina, incluindo registros, gráficos e tabelas com dados para subsidiar as análises, as conclusões e as recomendações propostas neste trabalho.

No capítulo 3 são descritos todos os equipamentos utilizados na EMED (estação de medição) na calibração do medidor tipo turbina, assim como, a metodologia e o procedimento técnico para as especificações mínimas, de forma a garantir a sua confiabilidade metrológica. Utilizando esses equipamentos e seguindo a metodologia do procedimento técnico sistematizado, definiu-se um *range* de vazões para calibração da turbina, a determinação do fator-k e uma metodologia para o cálculo da incerteza metrológica.

No capítulo 4 propõe-se a implementação do método *waterdraw* (gravimétrico), a ser utilizado no procedimento que irá garantir a confiabilidade metrológica na calibração do Compacto *Prover* da turbina da EMED do Terminal Aquaviário de São Luís-MA.

No capítulo 5 todos os dados adquiridos para comprovação metrológica dos fatores da turbina estão apresentados. Esses dados levam a dados relevantes, na metodologia do processo de calibração do Compacto *Prover* da turbina de uma EMED.

No capítulo 6 propõe-se apresentar as conclusões finais e sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2 – PRINCÍPIO TEÓRICO DE MEDIÇÃO DE VAZÃO

2.1 INTRODUÇÃO: medidores de vazão

A rastreabilidade e a segurança eletrônica dos dados são as principais características de um medidor de vazão que o diferenciam de um equipamento que faz apenas a correção da vazão. Tais funcionalidades são exigências previstas nas normas API-21.1 [8] para medição de gás, e API-21.2 [9] para medição de líquido. A rastreabilidade deve ser garantida através do armazenamento de algumas informações de forma que se possa verificar os cálculos realizados e aplicar ajustes necessários em caso de falha no sistema de medição. As normas API-21.1 [8] e API-21.2 [9] também estabelecem critérios de verificação e calibração dos instrumentos de campo. Estabelecem também que a periodicidade da verificação deve ser menor que a calibração e um resultado negativo da verificação pode exigir uma calibração.

A segurança das informações deve ser implementada através da restrição de acesso, integridade dos dados armazenados, garantia de autenticidade, e a transferência correta destes dados.

O conceito de incerteza como um atributo quantificável é relativamente novo na história da medição, embora erro e análise de erro tenham sido, há muito, uma parte da prática da ciência da medição ou metrologia. É agora amplamente reconhecido que, quando todos os componentes de erro conhecidos, ou suspeitos tenham sido avaliados e as correções das grandezas adequadas já tenham sido aplicadas, ainda permanece uma incerteza de quão corretamente o resultado da medição representa o valor da grandeza que está sendo medida.

2.2 Conversão de unidades

CrITÉRIOS definidos são usualmente utilizados para conceituar a validação dos dados de fatores de medidor. Conversões de várias unidades de vazão (e seus múltiplos e submúltiplos) utilizadas em diferentes sistemas de unidades são apresentadas na Tabela abaixo. A vazão é volumétrica (volume na unidade de tempo, frequentemente representada por Q), ou mássica (massa na unidade de tempo, frequentemente representada por m). Nas Tabelas 2.1 e 2.2, podemos apresentar algumas conversões unidades de vazão com seus múltiplos e submúltiplos.

Tabela 2.1 – Conversões de unidades de vazão volumétrica

VAZÃO VOLUMÉTRICA		
Para Converter de:	Para	Multiplique por:
m ³ /s	ft ³ /min	2.1189 10 ³
m ³ /s	gal/min	1.5850 10 ⁴
m ³ /s	l/min	166.667
m ³ /s	ft ³ /min	5.8858 10 ⁻¹
m ³ /s	gal/min	4.4028 10 ⁰

(Fonte: Rede Gás Energia, **Desenvolvimento de Medidores Nacionais Industriais de Gás Natural de Baixo Custo**, Campo Grande-MS, julho, 2005, p. 207) [10].

Tabela 2.2 – Conversões de unidades de vazão mássica

VAZÃO MÁSSICA		
Para Converter de:	Para	Multiplique por:
Kg/s	Slug/s	6.8522 10 ⁻²
Kg/s	lbm/s	2.2046 10 ⁰
Kg/h	lbm/h	2.2046 10 ⁰

(Fonte: Rede Gás Energia, **Desenvolvimento de Medidores Nacionais Industriais de Gás Natural de Baixo Custo**, Campo Grande-MS, julho, 2005, p. 208) [10].

2.3 Princípio de medição de vazão

Propõe-se apresentar neste trabalho somente o princípio de medidor de vazão tipo turbina homologado no Brasil pela ANP. Evidenciam-se também as limitações de suas aplicações. A vazão é uma grandeza derivada, e que depende de diversas condições, tais como: as condições dinâmicas e termodinâmicas do escoamento sob medição. A medição de vazão está sendo, neste início de século XXI, muito requisita pelas indústrias. Devido a sua real indicação e totalização, em muitos processos industriais, a vazão tornou-se muito importante, assim como, necessita de um bom acompanhamento operacional e estatístico. As condições operacionais de um sistema sempre irão depender do fluido a ser medido, do seu estado físico (líquido ou gás), das características de resolução, exatidão e da confiabilidade requerida.

2.4 Turbina

O medidor tipo turbina é considerado um dos mais versáteis tipos de medidores de alto *range* operacional e com baixas incertezas de medição. Os medidores do tipo turbina, principalmente quando utilizados em medição fiscal ou de transferência de custódia, requerem calibração periódica realizada através de provadores. O objetivo da calibração da turbina é a obtenção do Fator K que é obtido pelo número de pulsos totalizados em um determinado intervalo de tempo dividido pelo volume de líquido que passou pelo medidor.

O princípio de medição da turbina é fundamentado num rotor composto de múltiplas palhetas ou pás, montado em mancais e com livre movimento de rotação. As palhetas ou pás são acionadas pela energia cinética desencadeada pelo fluido que escoar através da turbina. Todavia as palhetas ou pás adquirem uma determinada velocidade angular que, dentro da

região linear do medidor, é proporcional a velocidade média axial do fluido. Quando a extremidade magnética de uma palheta ou pá do rotor da turbina passa sob uma bobina *pickoff* é emitido um sinal que dá entrada no contador de pulso de *ripple*. Com muito fluxo a frequência do sinal emitido é grande, pouco fluxo provocará baixa frequência, mas em qualquer caso a contagem no contador de *ripple* será proporcional à quantidade de fluido que já atravessou a turbina.

Dessa forma, o *pickoff* gera um pulso a cada passagem de cada palheta ou pá do rotor, assim sendo, o número de pulsos gerados é proporcional a quantidade de produto que passa através da turbina. Em outras palavras o número de pulsos gerados pelos *pickoff* é diretamente proporcional a vazão. Quanto mais produto passa pela turbina mais pulsos serão gerados. Cada turbina sai do fabricante com um Fator K (*K-Factor*) que representa a quantidade de pulsos por unidade de volume. Em nossa pesquisa, o Fator K (*K-Factor*) é igual a 6300 pulsos por metro cúbico. Cada turbina possui 02 (dois) *pickoff* posicionados a 180 graus um do outro, gerando 02 (dois) sinais para redundância e segurança na medição.

Nas Figura 2.1 e Figura 2.2, podemos visualizar os componentes mecânicos e eletrônico de um medidor tipo turbina.

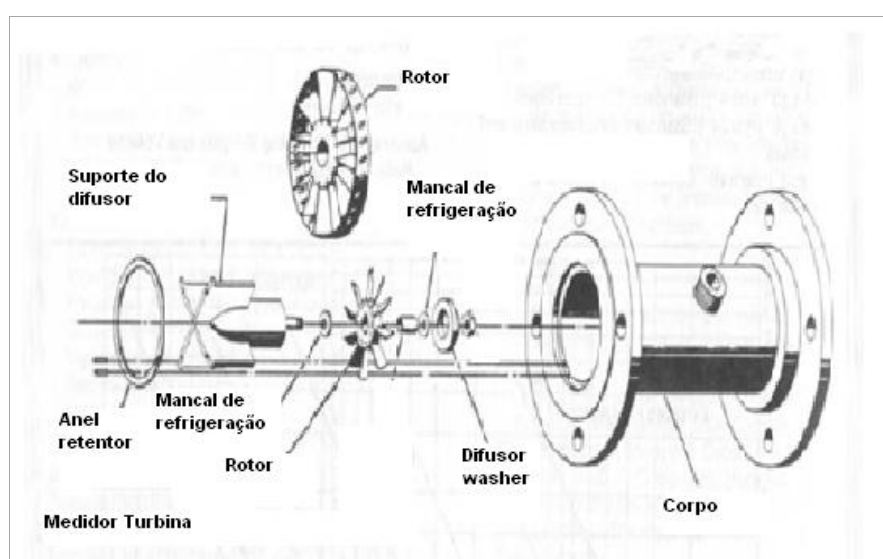


Figura 2.1 – Vista explodida de uma turbina

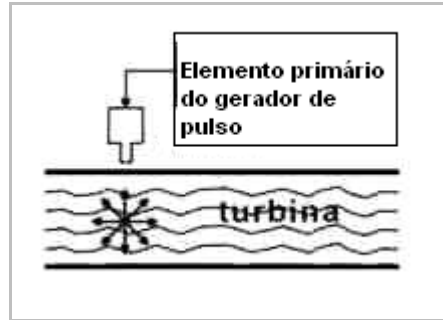


Figura 2.2 – Elemento primário contador de pulso

O sentido de velocidade do fluido ao se chocar com as pás da turbina é alterado, provocando uma variação na quantidade de movimento e produzindo forças tanto tangentes como axiais. As forças tangentes vão gerar um torque que provocará a rotação da pá em torno de um eixo. O diferencial do torque é dado pela equação (2.1):

$$dT = \rho \cdot r \cdot v_1 \cdot 2\pi r \cdot dr \cdot \Delta\mu \quad (2.1)$$

onde: dr é o espaço anular, r é o raio, v_1 é a velocidade axial de entrada e $\Delta\mu$ é a variação na velocidade tangencial do fluido na saída do medidor.

No procedimento de calibração de um medidor tipo turbina, o Fator K é obtido da seguinte forma na equação (2.2):

$$K = F / V \quad (2.2)$$

onde V é o volume em uma determinada condição operacional, em condições padrão o volume é corrigido em função da temperatura e pressão. O F é o número de pulsos totalizados em um determinado intervalo de tempo.

A sequência operacional do Compacto *Prover* são as seguintes: Figuras 2a, 2b, 2c, 2d, 2e, e 2f. Nessas figuras, podem-se observar as etapas da calibração do medidor tipo turbina utilizando um Compacto *Prover* padrão.

Na Figura 2a está o fluxograma que mostra o arranjo físico da EMED com suas turbinas e o Compacto *Prover*.

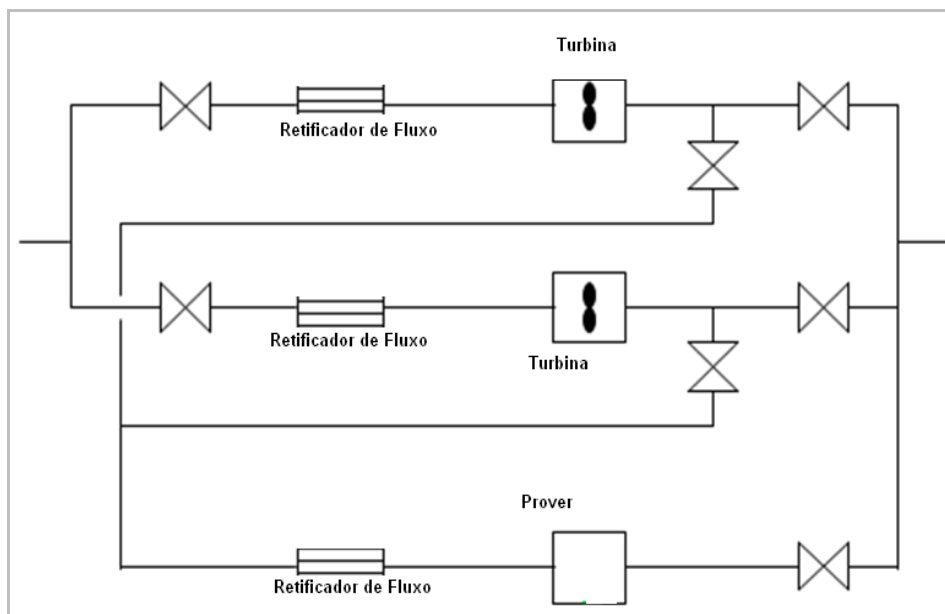


Figura 2a – EMED/Prover

Em condições normais de operação, o pistão de medição posiciona-se na primeira chave óptica a montante (*standby*) com a válvula de gatilho aberta e mantém-se assim nesta posição devido à pressão hidráulica no pistão acionador (Figura 2b).

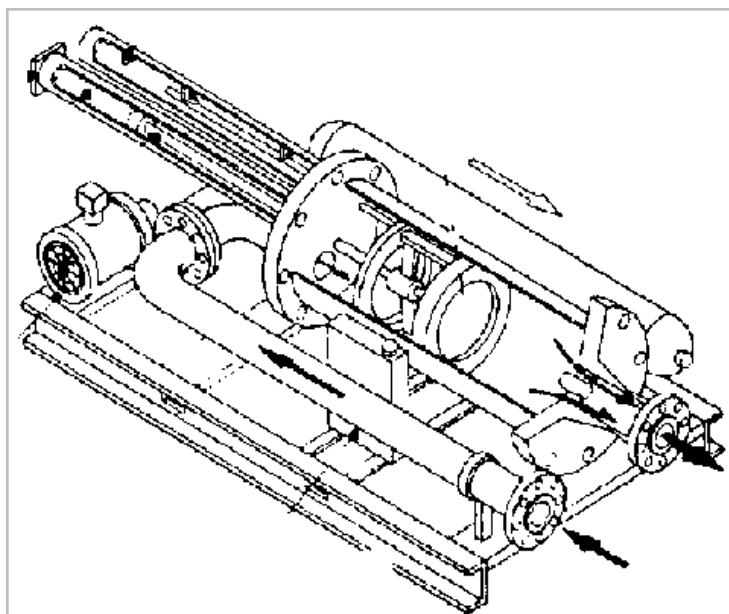


Figura 2b – Início da prova

(Fonte: Fabricante Brooks)

A válvula solenóide de controle hidráulico abre e libera a pressão hidráulica. A pressão *plenum* do nitrogênio proveniente da câmara de compressão pneumática, no lado a

montante do pistão acionador, fecha a válvula de gatilho e o pistão inicia o seu movimento na direção a jusante auxiliada pela vazão de fluxo do fluido do processo (Figura 2c).

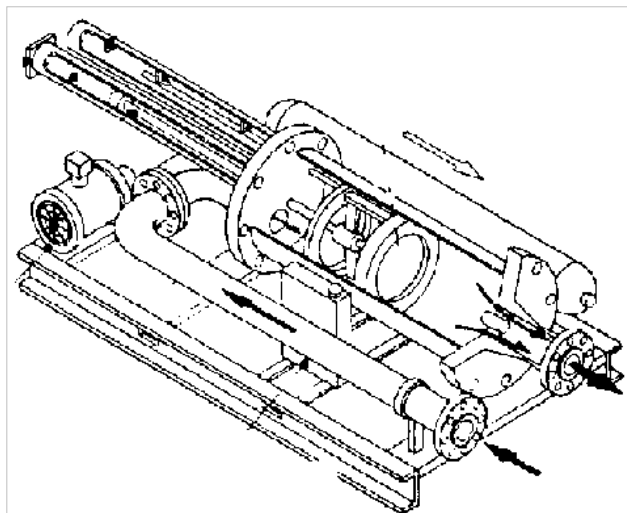


Figura 2c – Transição da prova

(Fonte: Fabricante *Brooks*)

Como o pistão se movimenta na direção do fluxo do fluido do processo, as chaves ópticas (segunda e terceira) correspondentes ao volume certificado do provador são acionadas pelo cursor (indicador) conectado ao pistão (Figura 2d). Esses sinais das chaves ópticas de volume são instantaneamente enviados ao computador de vazão para a realização dos cálculos do volume certificado do provador.

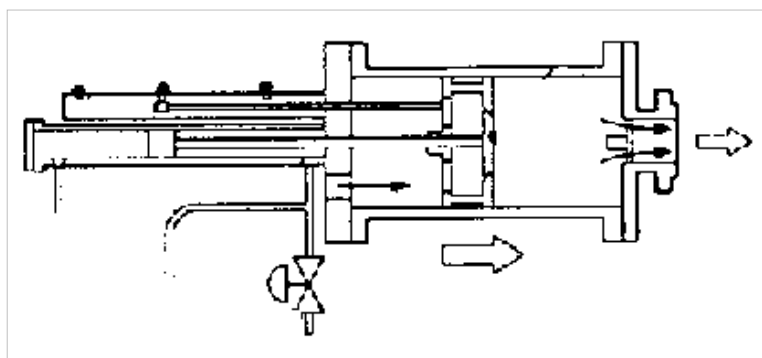


Figura 2d – Prova

(Fonte: Fabricante *Brooks*)

No instante que o cursor (indicador) dispara a terceira chave óptica correspondente ao volume total certificado do provador, a válvula solenóide de controle hidráulico fecha. A pressão hidráulica é acionada e começa a empurrar de volta o pistão acionador no sentido a

montante abrindo a válvula de gatilho. O fluido do processo pode então fluir através do pistão (Figura 2e).

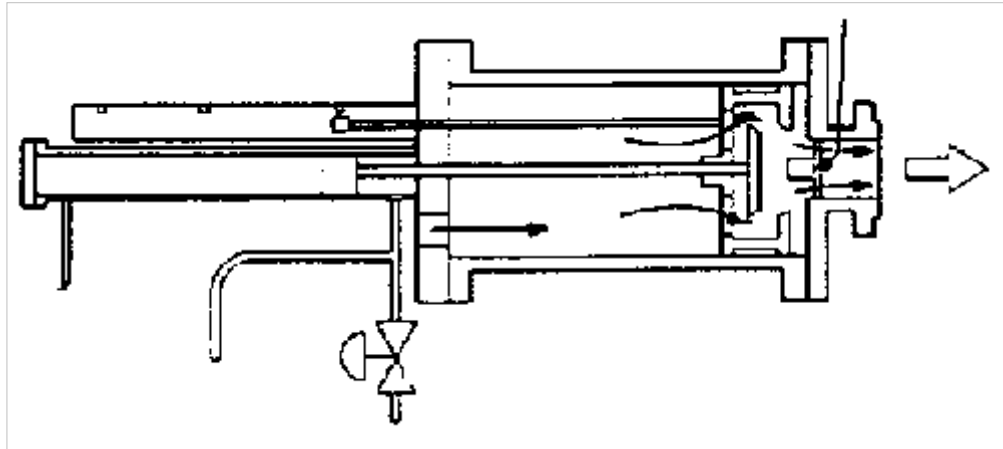


Figura 2e – Fim corrida da prova

(Fonte: Fabricante Brooks)

Nesse instante, todo o conjunto [o pistão acionador, o pistão de medição, a válvula de gatilho, o eixo acionador e o cursor (indicador)] retornará à posição a montante (*standby*) conforme está representado (Figura 2f). Quando a posição a montante for alcançada conforme foi acima descrito (Figura 2b), a bomba hidráulica assumirá a sua condição neutra mantendo a pressão hidráulica, permitindo que o pistão de medição permaneça no sentido a montante (*standby*). O provador está agora pronto para começar outro passo da corrida.

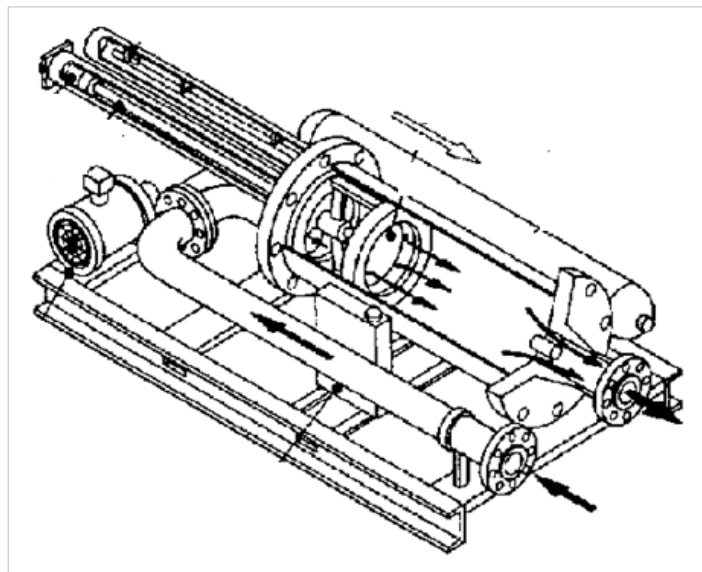


Figura 2f – Pistão retornando para a posição *Upstream*

(Fonte: Fabricante Brooks)

2.4.1 Escopo de avaliação de medidor tipo turbina

Os procedimentos que viabilizam o controle de avaliação dos fatores de comprovação de qualquer medidor tipo turbina são implementados de acordo com o item 12.2 do Manual de Normas e Medição de Petróleo. A finalidade da implementação é assegurar que os procedimentos apresentem registro, análise, controle de variações nos fatores dos medidores, de forma que, as incertezas aleatórias estejam consistentes, e rastreáveis. Na Tabela 2.3 e no Gráfico 2.1 apresentamos um exemplo dos resultados de linearidade (é definida quando a relação entre as variáveis independentes e dependente é linear nos parâmetros significativos de uma medição. Processo para corrigir um dispositivo de medição para detectar desvios de desempenho ou resultados de teste a partir de uma faixa de operação declarada causada por variações no processo ou nas condições de operação, como por exemplo a vazão ou a viscosidade) de uma turbina de GLP, após sua calibração realizada em campo.

Tabela 2.3 – Teste de linearidade de turbina

Teste de Linearidade de Turbinas EMEDs - TA-SÃO LUÍS

DATA:	6/1/2005
--------------	-----------------

Dados da Turbina:

Nº Série

GLP	Tramo 3 - (4")		
Vazão	Freq.	Fator K	Relatório
171,0	291,8	6215,771	
202,0	343,4	6215,773	
230,0	394,0	6214,650	
Média		3107,70	
%		0,04%	
Passa?		OK	

Operador:	Jeandro / Webbert	Matr.:	1057-6
Manutenção	João de Deus	Matr.:	730027-5

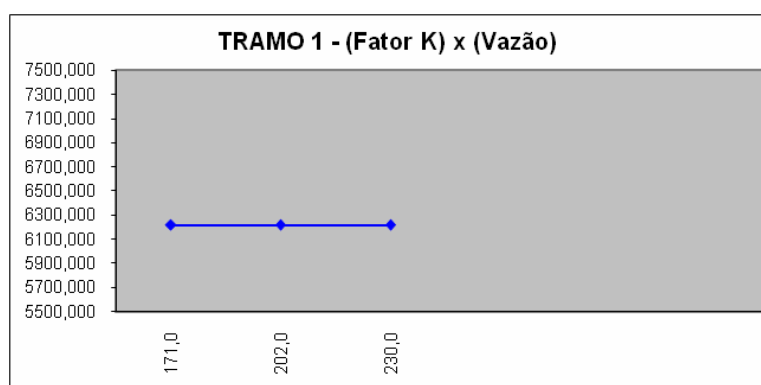


Gráfico 2.1 – Linearidade de turbina

Comparando com os diversos medidores de deslocamento, pode-se verificar que em baixas vazões, a turbina apresenta a mesma semelhança na sua curva característica de vazão, ou seja, a resistência à força de rotação do rotor é alta quando comparada com a força de

escoamento do fluido no interior do medidor. Mesmo que não exista resistência entre os elementos mecânicos e o gerador de pulsos (transdutor eletrônico), a bobina sensora, devido ao seu efeito magnético, cria um pequeno movimento de resistência contrário à força de escoamento do fluido no interior do medidor.

Outra característica encontrada na turbina, quando as condições de escoamento do fluido estão equilibradas, é o balanceamento da força motriz (equilíbrio dinâmico) do fluido no regime de escoamento causado pela soma das forças viscosas, e que, por sua vez, influencia na sua curva característica de vazão, tornando-a mais ou menos horizontal.

A seguir na Figura 2.3, é apresentada a curva característica de uma turbina de medição, onde se pode observar a sua linearidade operacional.

O Net Volume (é o volume de um líquido na temperatura ambiente, corrigido para uma temperatura de referência, exemplo a 20 °C). Sua fórmula é definida pela seguinte razão:

$$\text{Net} = \frac{Q(\text{vazão}) \text{ Indicada} - Q(\text{vazão}) \text{ Atual}}{Q(\text{vazão}) \text{ Atual}} \times 100\%$$

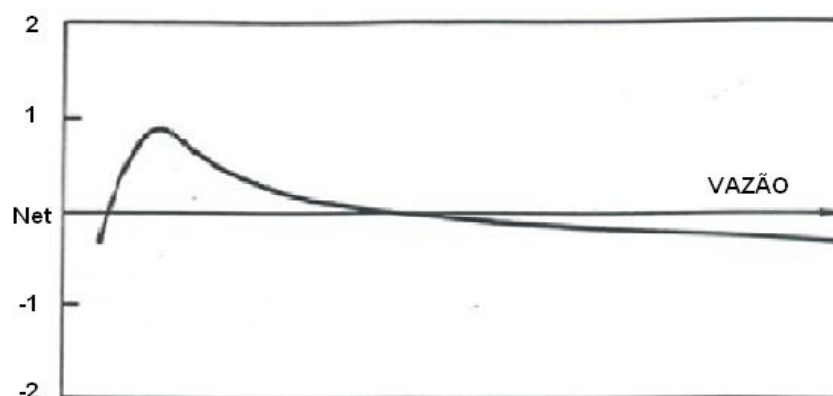
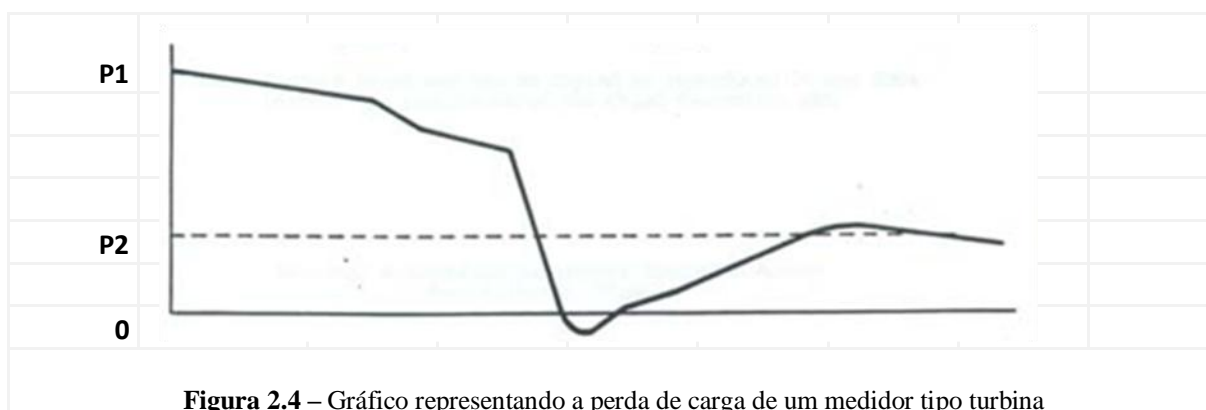


Figura 2.3 – Apresenta a curva característica de uma turbina

O diâmetro nominal das turbinas é um fator determinante na especificação da sua faixa ou *range* de operação. Nas turbinas de diâmetros menores, essa faixa de operação pode chegar ter a relação de 5 ou 6:1. Nas turbinas de diâmetros maiores essa relação pode chegar a

ser de 10 ou 15:1. Essa especificação nos traz outra importante informação referente à sua linearidade. Quando dimensionamos a faixa de trabalho de uma turbina, a sua linearidade fica na ordem aproximada de $\pm 0.25\%$ ou $\pm 0.5\%$.

O Fator K (coeficiente de vazão) é o parâmetro de calibração, expresso em ciclos por unidade de volume. A vazão máxima (P1) é determinada pela limitação dos componentes mecânicos (mancais) e pelo efeito de cavitação observado em (P2) logo após as pás do rotor. Essas informações nos levam a concluir que, a perda de carga de um medidor tipo turbina sofre influência dessas variantes condicionais. No gráfico da Figura 2.4, pode-se observar um gráfico que representa a perda de carga de um medidor tipo turbina. A pressão medida é a diferença entre: $(P1 - P2)$, onde P1 é a vazão máxima e P2 é a vazão mínima.



2.4.2 Movimentação de granéis líquidos e gás

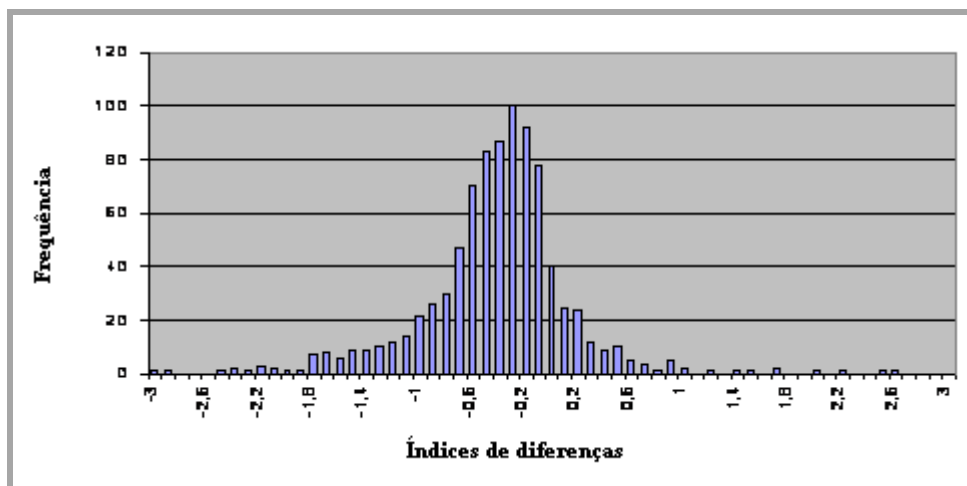
A movimentação de granéis líquidos e gás requer um rígido controle operacional com monitoração qualitativa e quantitativa de cada etapa da transferência. O volume resultante da medição do produto em cada etapa incorpora a ação de todos os agentes geradores de erro. A diferença entre os volumes medidos no destino e na origem possui duas componentes distintas. Uma é devido aos erros das medições de volume no destino e na origem. Outra é resultante das perdas ocorridas no caminho percorrido pelo produto entre a origem e o destino

da transferência. Na prática de campo verificamos que os erros de medição ocorrem de forma aleatória e em ambas as direções. Do ponto de vista estatístico, uma variável com esta propriedade, pertence a uma população cuja distribuição amostral é normal e tem média nula. Então para uma amostra com número suficientemente alto de movimentações, os erros de medição tenderão a se cancelar.

Dessa forma, a influência dos erros de medição deixa de existir na média e no desvio padrão da série histórica das diferenças. Suprimida a influência dos erros de medição das diferenças, restará apenas a parcela relativa às perdas nas transferências. A análise, realizada por Harboe (1999), de um grande número de movimentações de graneis líquidos por cabotagem entre portos brasileiros concluiu que as perdas, avaliadas a partir das diferenças percentuais de medição, se comportam conforme uma distribuição normal. A Figura 2.5 contém o histograma de frequências, os valores da média e o desvio padrão, obtidos por Harboe, para os índices de diferença nas movimentações por cabotagem de combustível no período compreendido entre 1993 e 1997.

Média (μ)	-0,46%
Desvio padrão (σ)	0,5527

Figura 2.5 – (Fonte: Harboe, Estudo dos índices de diferenças nas movimentações de produtos por cabotagem, 1999).



2.5 Registros e gráficos de fatores de medidor tipo turbina

Um medidor de vazão tipo turbina tende a apresentar descontinuidade quando as condições operacionais variam em resposta a mudanças na taxa de vazão, estado mecânico do medidor, mudanças nas propriedades do fluido, teor de contaminantes da corrente que flui e quantidade de depósitos de parafina. Os gráficos e registros de controle proporcionam um método de avaliação se um ajuste deve ser iniciado, se o medidor deve sofrer intervenção de manutenção ou ambas as coisas. As propriedades de fluidos que afetam diretamente o desempenho do medidor de vazão são a viscosidade, a densidade (gravidade API) e a lubricidade. A rastreabilidade e desempenho de um medidor de vazão tipo turbina são representados pelo seu fator de medidor. Todavia o fator de medidor de uma turbina também representa interferências, mudanças no desempenho do comprovador, válvulas de intercâmbio, chaves de detector, esfera do comprovador, revestimento do comprovador, geradores de pulso e contadores de comprovação. Outrossim o fator de medidor representa o desempenho do medidor de vazão tipo turbina e do sistema de comprovação.

2.6 Registros de fatores de medidor tipo turbina

Um registro de fatores de medidor é uma tabela para registrar em sequência cada fator de medidor e os dados que afetam a operação do medidor. Um exemplo simples de um registro de medidor é mostrado na Tabela 2.4. O registro de fator de medidor facilita o cálculo manual ou por computador de alterações entre os fatores de medidor consecutivos e o acúmulo líquido de alterações a partir de um fator de medidor de linha-base. Os registros de fator de medidor normalmente se baseiam em valores fixos para determinar quando os limites de advertência, ação ou tolerância são excedidos. No exemplo da Tabela 2.4, pode-se observar os limites de ação do fator de linha-base que são mostrados para fins de ilustração. Os limites de controle (UTL, UAL, UWL, CL, LWL, LAL, LTL, T1, T2, T3, WL, AL e TL) são limites implementados a um gráfico ou registro de controle para indicar o controle de ação da variável que está sendo medida e/ou se os dados estão ou não em um estado de controle estatístico. Diversos limites de controle podem ser aplicados em um único gráfico ou registro de controle a fim de determinar quando vários níveis de ação são justificados. Os termos inseridos para escrever os diversos níveis de controle são “advertência”, “ação” e “tolerância”.

EMED COM COMPUTADOR DE VAZÃO OMNI					
PRODUTO: PROPANO			DATA: 26/04/2004		TREM-03
	AVERAGE PULSES	METER FACTOR	PULSE COUNTS		M. F.
1	378.841	1,0001	378.862	1	1,000045
2	378.841	1,0001	378.847	2	1,000084
3	378.841	1,0001	378.798	3	1,000214
4	378.841	1,0001	378.821	4	1,000153
5	378.841	1,0001	378.876	5	1,000008
6	378.910	1	378.870	6	1,000106
7	378.910	1	378.919	7	0,999976
8	378.910	1	378.957	8	0,999876
9	378.910	1	378.903	9	1,000018
10	378.910	1	378.899	10	1,000029
11				11	#N/D
12				12	#N/D
13				13	#N/D
14				14	#N/D
15				15	#N/D
16				16	#N/D
17				17	#N/D
18				18	#N/D
19				19	#N/D
20				20	#N/D
21				21	#N/D
22				22	#N/D
23				23	#N/D
24				24	#N/D
25				25	#N/D
26				26	#N/D
27				27	#N/D
28				28	#N/D
29				29	#N/D
30				30	#N/D

NÚMERO DE CORRIDAS	10
--------------------	----

O METER FACTOR DEVERÁ SER SETADO EM
1,000051

UTL	1,0004	MÉDIA DE FATORES	1,000051
UAL	1,00036	DESVIO PADRÃO	0,000095
UWL	1,00026		
CL	1,00005		
LWL	0,99984		
LAL	0,99974		
LTL	0,9997		
T1	2,262		
T2	3,25		
T3	3,69		
WL	0,00021		
AL	0,00031		
TL	0,00035		

Tabela 2.4 – Exemplo de um registro de fatores de medidor

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, abril 2004).

2.7 Gráficos de fatores de medidor tipo turbina

Os dados no registro de fatores de medidor também podem ser apresentados em um gráfico conforme observamos na Figura 2.6. A utilização de gráficos simplifica a observação de tendências existentes nos dados operacionais de campo. Os fatores de medidor mostrados na Figura 2.6 exibem uma tendência significativa que pode resultar em um erro sistemático nas quantidades da medição de custódia e ou fiscal.

<i>Upper deviation limits</i>	=	Limites superiores de desvio
<i>Meter Factor</i>	=	Fator de Medidor
<i>Baseline</i>	=	Linha-base
<i>Lower deviation limits</i>	=	Limites inferiores de desvio
<i>Meter Factor Sequence</i>	=	Sequência de Fatores de Medidor

Observação: Erro de leitura nas tabelas de arqueação, nos instrumentos, equipamentos de medição de custódia (fiscal) nos processos dos terminais e nos navios causam incertezas de medição na apuração das quantidades movimentadas pelos navios e terminais.

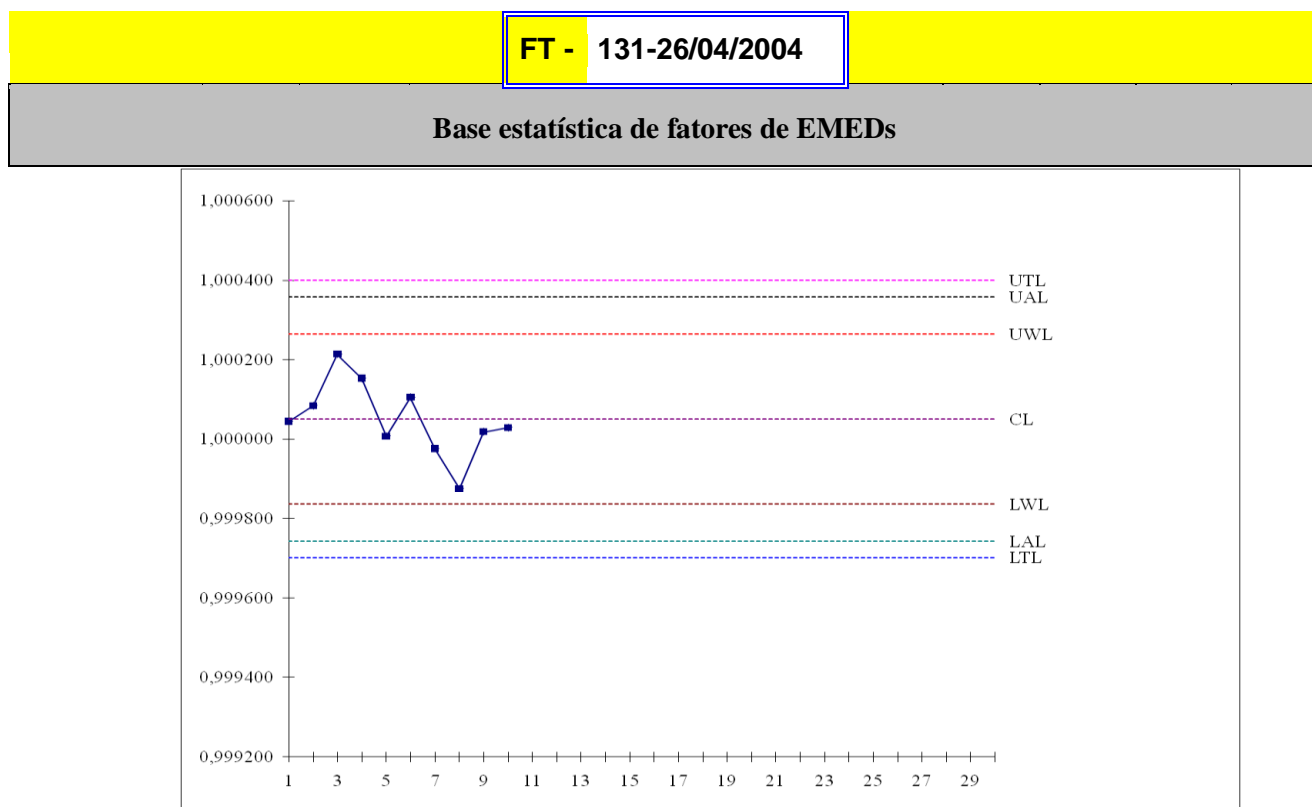


Figura 2.6 – Exemplo de um gráfico de fatores de medidor

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, abril 2004).

Uma avaliação de comprovação mais detalhada dos dados de fatores de medidor fornece as informações adicionais a seguir na Tabela 2.5 e Tabela 2.6.

Dados estatísticos históricos sobre taxas de vazão de operação para o medidor neste exemplo estão simplificados nas Tabelas 2.7 e 2.8, e ilustrados nas Figuras 2.7 e 2.8.

A distribuição cumulativa de taxas de vazão de operação para o medidor em questão é mostrada na Tabela 2.7. Como o medidor opera entre 280 e 320 barris por hora, 95% do tempo, fatores de comprovação de medidor fora desta faixa normalmente devem ser excluídos, a menos que as curvas de desempenho e o histórico operacional estabeleçam a linearidade do medidor para os fluidos medidos na faixa de taxas de vazão de operação. Neste exemplo, os fatores de medidor de um a sete devem ser excluídos da determinação de fatores de medidor. O fator de medidor médio para o conjunto deve ser baseado nas corridas oito, nove e dez caso apenas três corridas sejam requeridas para atender o procedimento de comprovação de medidor da companhia. Caso um maior número de fatores de comprovação de medidor seja requerido, comprovações adicionais devem ser feitas dentro da faixa de vazão operacional normal do medidor. Caso mais três comprovações de medidor sejam realizadas e acrescidas aos fatores de medidor oito, nove e dez, o conjunto de comprovação de medidor modificado se torna aquele mostrado na Tabela 2.6.

Tabela 2.5 – Exemplo: Conjunto sequencial de fatores de medidor

Sequência	Fator de medidor, MF
1	1,0006
2	1,0008
3	1,0012
4	1,001
5	1,0011
6	1,0015
7	1,0014
8	1,0016
9	1,0021
10	1,002

(Fonte: Manual de Normas para Medição de Petróleo, novembro 1994, p. 13)

Tabela 2.6 – Parâmetros de operação de comprovação de medidor

Sequência	Fator de medidor, MF	Taxa de vazão	Temperatura, ° F
1	1,0006	200	46
2	1,0008	205	47
3	1,0012	215	49
4	1,001	230	51
5	1,0011	250	52
6	1,0015	255	53
7	1,0014	275	57
8	1,0016	290	58
9	1,0021	305	59
10	1,002	310	60

Nota: bph = barris por hora.

(Fonte: Manual de Normas para Medição de Petróleo, novembro, 1994, p. 14).

Tabela 2.7 – Dados estatísticos históricos sobre taxas de vazão

Taxa de vazão (Barris por hora)	Ocorrência histórica (por cento)	Ocorrência cumulativa (por cento)
220 a 230	0,25	0,25
230 a 240	0,25	0,5
240 a 250	0,5	1
250 a 260	1	2
260 a 270	1	3
270 a 280	2	5
280 a 290	10	15
290 a 300	40	55
300 a 310	30	85

Nota: bph = barris por hora.

(Fonte: Manual de Normas para Medição de Petróleo, novembro, 1994, p. 15).

Tabela 2.8 – Conjunto de comprovação de medidor modificado

Sequência	Fator de medidor (MF)	Taxa de vazão (bph)	Temperatura (°F)
8	1,0016	290	58
9	1,0021	305	59
10	1,002	310	60
11	1,0018	305	60
12	1,0021	310	61
13	1,002	310	61

Nota: bph = barris por hora.

(Fonte: Manual de Normas para Medição de Petróleo, novembro, 1994, p. 16).

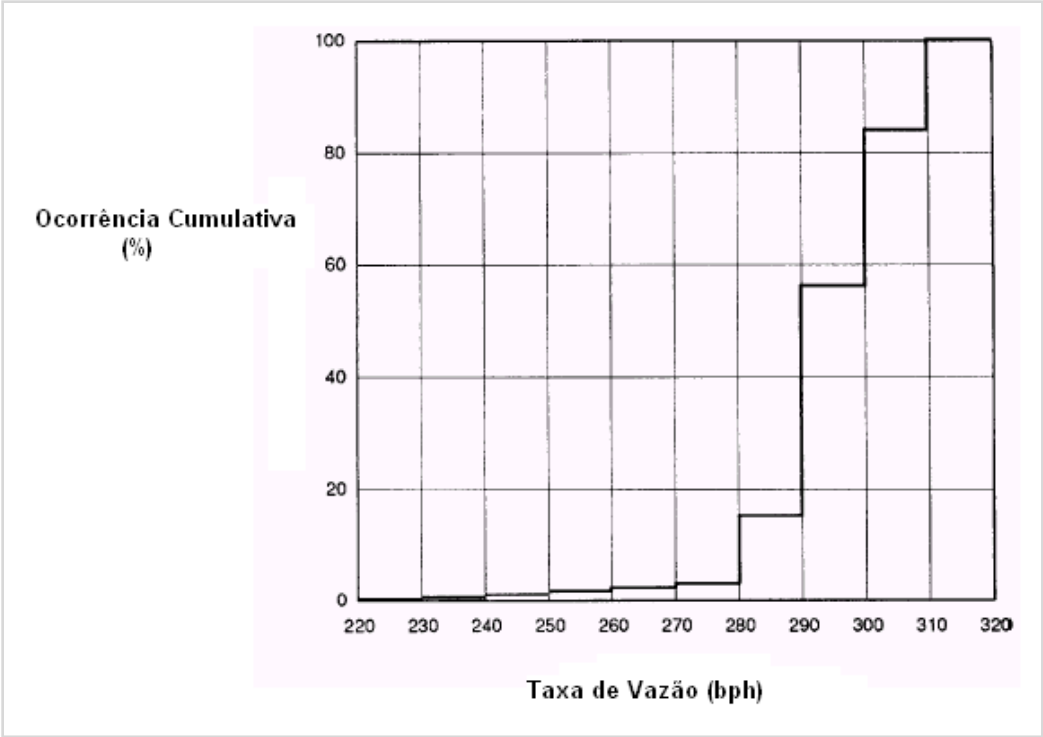
Os limites de controle das Figuras 2.7 e Figura 2.8 (*Meter Factor*, *Meter Porving Run Sequence*, *Cumulative Occurence (percent)* e *Flow Rate (bph)*) são limites implementados a um gráfico ou registro de controle para indicar o controle de ação da variável que está sendo medida e/ou se os dados estão ou não em um estado de controle estatístico.



Meter Factor = Fator de Medidor
Meter Proving Run Sequence = Sequência de Corridas de Comprovação de Medidores

Figura 2.7 – Fatores de medidor

(Fonte:Manual de Normas para Medição de Petróleo, novembro, 1994, p. 17).



Cumulative Occurrence (percent) = Ocorrência Cumulativa (por cento)
Flow Rate (bph) = Taxa de Vazão (bph)

Figura 2.8 – Distribuição cumulativa de taxas de vazão

(Fonte: Manual de Normas para Medição de Petróleo, novembro, 1994, p. 17).

2.8 Conclusão

Este capítulo apresentou uma revisão bibliográfica para esclarecer a fundamentação teórica na escolha da melhor forma para a presente aplicação na gestão metrológica do medidor tipo turbina com sensores *pickoff*, e em seguida, optou-se por aquela que se enquadrou melhor em diversos parâmetros aqui citados. Limites fixos em geral são aplicados a fim de determinar a aceitabilidade dos dados de comprovação de medidor. Procedimentos estatísticos podem ser utilizados a fim de avaliar a incerteza de vários critérios de comprovação de medidor consistindo de variados limites de desvio e intervalos de tempo. Um critério de incerteza estatisticamente baseado também pode ser utilizado a fim de determinar a aceitabilidade de um conjunto de dados de comprovação de medidor.

CAPÍTULO 3 – METODOLOGIA PARA CALIBRAÇÃO DA EMED COM MEDIDOR TIPO TURBINA/COMPACTO *PROVER*

3.1 Metodologia de calibração da EMED

O trabalho que vem sendo desenvolvido no âmbito da Petrobras e da Transpetro contempla o seguinte processo para estimar a incerteza:

- ✓ coletar todos os dados técnicos do instrumento a ser calibrado;
- ✓ especificar a medição a ser monitorada;
- ✓ identificar as fontes de incertezas da medição do instrumento;
- ✓ simplificar por grupos as componentes envolvidas nos dados;
- ✓ quantificar as componentes agrupadas;
- ✓ quantificar as componentes remanescentes;
- ✓ converter todas as componentes para desvios padrão;
- ✓ calcular a incerteza padrão combinada;
- ✓ rever, e se necessário, reavaliar os componentes significativos;
- ✓ calcular a incerteza expandida;
- ✓ apresentar o final da medição através da planilha eletrônica de incerteza.

3.2 Calibração da EMED (*Hirsa/Brooks*)

Quando se rastreiam e analisam duas quantidades, principalmente, entre quantidade expedida e quantidade recebida a diferença entre essas grandezas é considerada como perda ou sobra. As causas dessas diferenças são ocasionadas pelas

incertezas ou erros nas medições dos tanques dos diversos produtos, nas esferas de GLP, na quantificação das bateladas expedida pela EMED – (estação de medição), na determinação da densidade, no uso incorreto nas interpolações das tabelas de arqueação, nas conversões erradas de variáveis do processo, no cálculo e em outras fontes de incertezas que variam em função dos seus erros sistemáticos.

Propõe-se neste trabalho de pesquisa, analisar e considerar os cálculos que envolvem os erros causados pelas diferenças movimentadas. Como produto, vamos escolher o GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) movimentado pela EMED (Estação de Medição) e pelas esferas EF-47001 e EF-47002 da Transpetro/Terminal Aquaviário de São Luís-MA. Ver Figura 3.1, e Foto 3.1 para análise do processo.

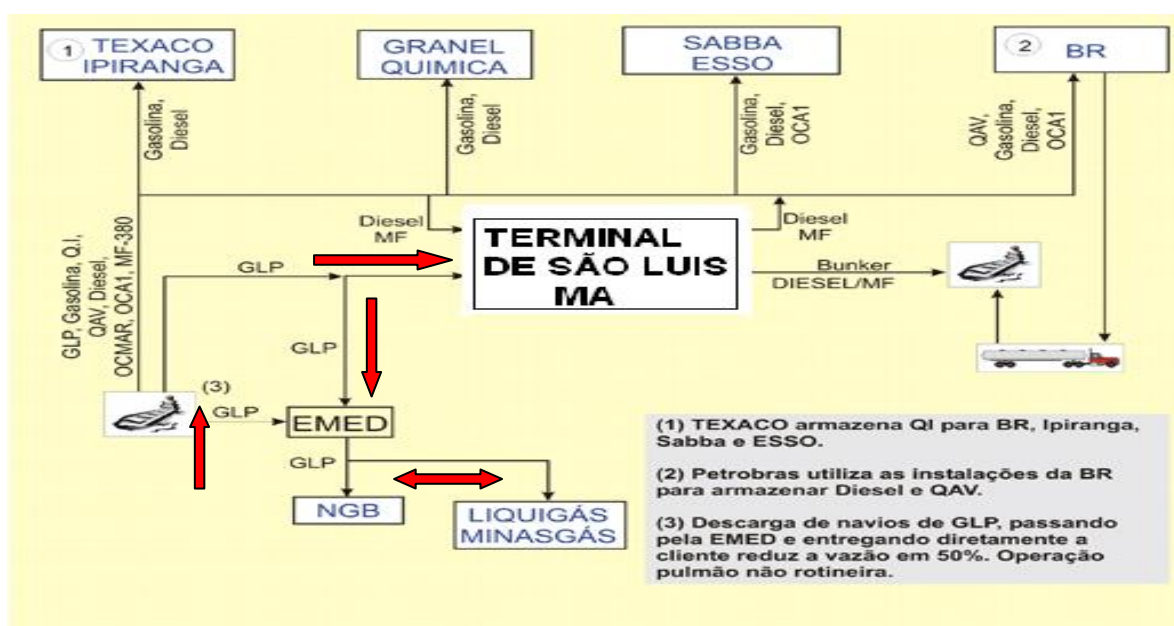


Figura 3.1 – Mapeamento das movimentações do Terminal Aquaviário de São Luís-MA

(Fonte: AB-LO/OL/CMAP, Petrobrás, julho 2007)

A Figura 3.1 explica o processo de recebimento da carga de GLP diretamente dos navios para o Terminal de São Luís-MA, onde é armazenada em tancagem adequada do tipo esfera de GLP e o seu posterior envio do Terminal de São Luís-MA para as companhias terceirizadas.



Foto 3.1 – Vista aérea das esferas de GLP: EF-47001 e EF-47002

(Fonte: Terminal Aquaviário de São Luís-MA, Transpetro, 2002)

Os diversos resultados obtidos estão disponibilizados nos anexos deste trabalho, apenas como exemplificação.

Para a realização dos testes de calibração da EMED, são utilizados transmissores de temperatura, pressão, densidade e medidor tipo turbina para quantificação de volume. Para apresentar os dados em valores numéricos coletados e processados pelo computador de vazão, todo o sistema dispõe de uma interface de

aquisição e comunicação via RS232 e RS485 com um *software* específico, no qual os dados são tratados, disponibilizados na tela do computador de vazão e os dados coletados são armazenados. Todo o processo de calibração é automático.

O *skid* da EMED (é o conjunto de tubulações, válvulas, turbinas, Compacto *Prover* e acessórios que compõem a EMED).

é composto pelos seguintes componentes:

- ✓ medidores tipo turbina;
- ✓ Compacto *Prover brooks*;
- ✓ transmissores de densidade tipo coriolis;
- ✓ transmissores de temperatura tipo pt100;
- ✓ transmissores de pressão;
- ✓ válvulas motorizadas com atuadores elétricos;
- ✓ válvulas de controle tipo borboleta;
- ✓ *drives* de comunicação e interface de aquisição de sinais.

O *skid* da EMED possui 03(três) tramos de medição de 4", sendo que cada um dos tramos possui 01(um) medidor tipo turbina, 01(um) transmissor de temperatura, 01(um) transmissor de densidade, assim como, possui também um Compacto *Prover Brooks* para calibração das turbinas.

3.2.1 Transmissor de pressão

- ✓ modelo: *rosemount 1151*
- ✓ sensor: célula capacitiva
- ✓ calibração: 4 a 20 ma = 0 a 21 kgf/cm²
- ✓ tipo: inteligente *Smart* (2 fios), a prova de explosão

3.2.2 Transmissor de temperatura

- ✓ modelo: *rosemount* 3044c
- ✓ sensor: pt 100
- ✓ calibração: 4 a 20 ma = 0 a 50 °c
- ✓ tipo: Inteligente *Smart* (2 fios), a prova de explosão

3.2.3 Transmissor de densidade

- ✓ modelo: micro *motion* elite cmf 025
- ✓ sensor: *coriolis*
- ✓ calibração: 4 a 20 ma = 0 a 1000 kgf/m³
- ✓ tipo: Inteligente *Smart*, intrinsecamente seguro

3.2.4 Computador de vazão *omni* 3000/6000: o computador de vazão *omni* conecta-se a vários sensores, monitorando o fluxo em linhas de dutos em suas aplicações em transmissão, em petroquímica ou nos processos de medição. Ele calcula, exibe e imprime informações que poderão ser usadas em funções operacionais ou de faturamento. O computador é configurado para corresponder às necessidades de seu sistema de dutos e os módulos ligados fornecem os canais de entrada e saída que são necessários. Em alguns modelos, dispõe-se de mais de quatro portas série para imprimir relatórios e outras tarefas de comunicação.

O computador de vazão *omni* 300/6000 pode configurar até 16 tipos de produtos. Utiliza fatores para cada medidor segregado, para cada produto, cancelamento de densidade e modo de cálculo a ser usado quando se está operando o produto.

Pode medir os seguintes produtos: óleo cru, produtos refinados, NGLs usando GPA 16, e propileno usando API11.3.2. Etileno usando NIST1045, API2565 ou equações IUPAC. O modo de medição de massa é também. Os fatores de correção volumétrica para etano/propano e misturas são obtidos usando-se os cálculos baseados no GPA TP1 e TP2.

Nota: Um recurso eficaz para rastrear a densidade do GLP durante as descargas e transferências utilizando a EMED, é implementar um procedimento específico para operar a EMED corretamente. Seguem abaixo algumas informações importantes:

- ✓ drenar a água por acaso acumulada nas esferas e filtros dos trens da EMED, antes de iniciar toda, e qualquer transferência de GLP para as companhias terceirizadas;
- ✓ solicitar o fator de experiência (é o fator que avalia estatisticamente o desempenho operacional da arqueação de um navio), no mínimo, das três últimas cargas e/ou descargas desses navios;
- ✓ certificado de análise do produto na origem;
- ✓ densidade ponderada do produto durante as descargas nos terminais das companhias terceirizadas;
- ✓ densidade analisada pelo laboratório do terminal que a carga está consignada (caso o terminal disponha de equipamentos para análise dessa densidade);
- ✓ em seguida, analisar a densidade das esferas, da EMED e tanques de terra das companhias terceirizadas, antes de receber, ou transferir qualquer quantidade de produto para as companhias.

É importante conhecer a densidade da última operação das esferas, e tanques das companhias. Utilizar uma boa telemedição rastreada por radares com extrema precisão e confiabilidade, utiliza-se essa ferramenta para minimizar as perdas e sobras, e dar tratamento as reclamações dos clientes. Com isso,

evitam-se os erros de medição que envolve os cálculos e que utilizam parâmetros de referência metrológica. Nos anexos deste trabalho, apenas como exemplificação, disponibilizamos alguns dados técnicos e especificações do computador de vazão *omni*.

3.3 AuditFlow FC302/DF77 – módulo de entradas de pulso com suporte para provador

Nesta de pesquisa fez-se outra abordagem complementar, apenas para abranger comparativamente e didaticamente uma estação de medição que utiliza outro tipo de computador de vazão chamado *AuditFlow*. O *AuditFlow* é um sistema de medição de vazão do Fabricante SMAR Equipamentos Industriais, instalado na EMED, Tag:ETO-6250-001 da ETO (Estação de Tratamento de Óleo/Pescada/ UTPF – Unidade de Tratamento e Processamento de Fluídos/UN_RNCE). Ver Figura 3.2, e Foto 3.2 para análise do processo.

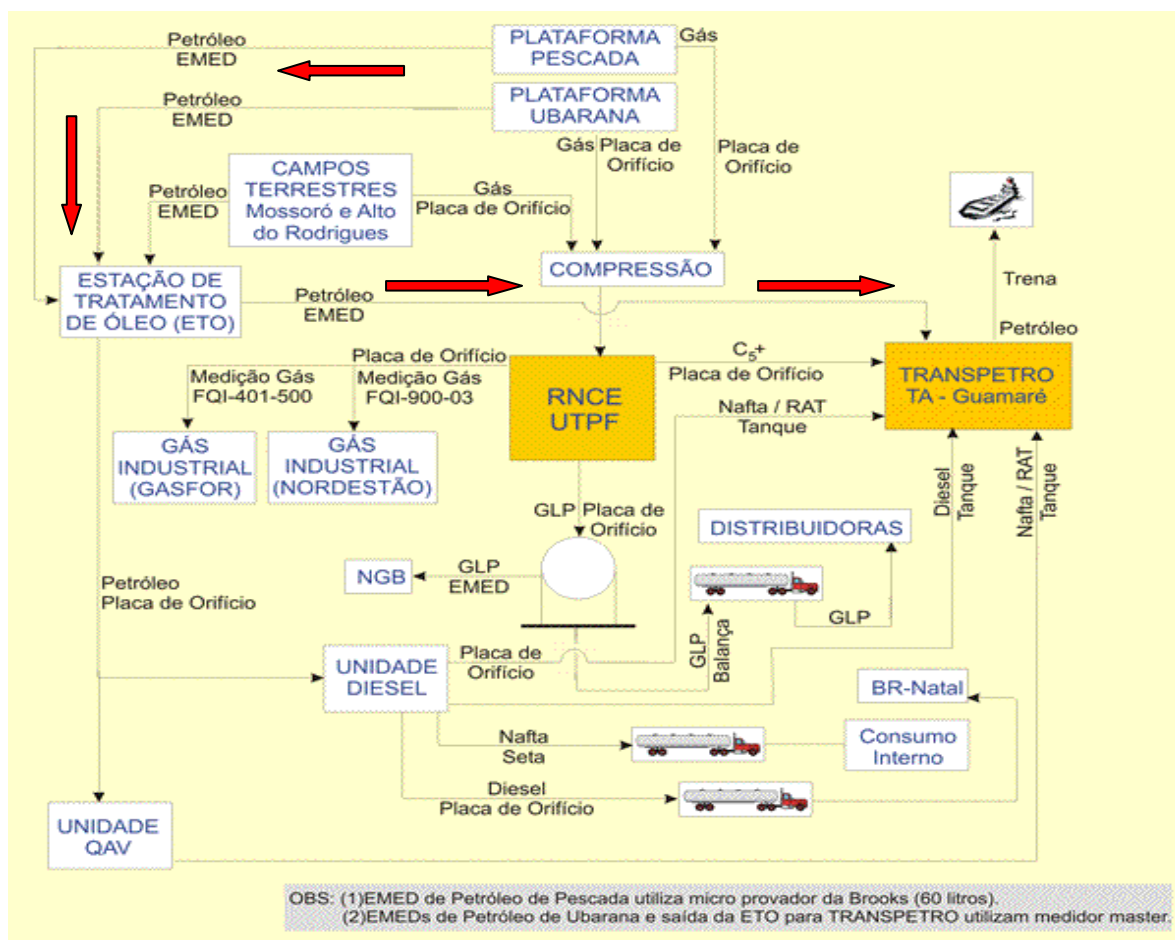


Figura 3.2 – Mapeamento das movimentações do Terminal da UTPF/UN_RNCE

(Fonte: AB-LO/OL/CMAP, Petrobrás, Fevereiro 2008)

A Figura 3.2 explica o processo de recebimento da carga de Petróleo diretamente das Plataformas de Pesca e Ubarana para a ETO (Estação de Tratamento de Óleo) do Terminal da UTPF/UN_RNCE, onde o mesmo é armazenado em tancagem adequada do tipo cilindro vertical de teto flutuante e logo em seguida o seu envio para os tanques do Terminal de Guararé (Transpetro) utilizando a EMED como equipamento de medição para quantificação e totalização do petróleo transferido.

O *AuditFlow* é um sistema de medição através de computador de vazão do Fabricante SMAR Equipamentos Industriais. É um computador que controla a estação de medição e totaliza, de várias formas, a entrega a terceiros.



Foto 3.2 – Vista aérea do Terminal da UTPF/UN_RNCE

(Fonte: UTPF/UN_RNCE, PETROBRAS 2006)

Em conformidade com as mais recentes normas internacionais para sistema de medição fiscal de vazão, o sistema de medição de vazão *AuditFlow* atende na totalidade as funcionalidades de um sistema eletrônico de medição. Isto é: além de realizar os cálculos de correção da vazão em tempo real, possui características de segurança dos dados, rastreabilidade e auxílio, de forma a atender as recomendações de verificação e calibração dos instrumentos de campo. O módulo FC302, computador de vazão do sistema de medição de vazão *AuditFlow*, é totalmente configurável, concebido com o

que há de mais avançado em *hardware*, assim como, em *software* para monitorar, corrigir, e controlar vazões de líquidos e gases.

O DF77 (Fabricante: *Smar*) é um módulo totalizador de pulsos para uso em conjunto com o computador de vazão FC302 em aplicações nas quais a informação de vazão ou volume é transmitida através de pulsos, como por exemplo, turbinas ou medidores de deslocamento positivo. O DF77 permite ao computador de vazão FC302 atender às principais normas nacionais e internacionais com relação à fidelidade na transmissão de pulsos e prova de medidores volumétricos com saída pulsada, pode ser usado tanto para líquidos como para gases.

A respeito das normas nacionais e internacionais que são atendidas, podem ser citadas:

As normas nacionais e internacionais que são atendidas são as seguintes:

- ✓ Portaria Conjunta ANP/INMETRO n.1 de 19/06/2000;
- ✓ Portaria INMETRO n.64 de 11/04/2003;
- ✓ API MPMS 4.6 – Proving Systems – Pulse interpolation, edição de 2007;
- ✓ API MPMS 5.5 – Metering – Fidelity and security of flow measurement pulsed; –Data transmission systems, edição de 2005;
- ✓ ISO 7278-3 – Liquid hydrocarbons – Dynamic measurement – Proving systems for volumetric meters – Part 3: Pulse interpolation techniques, edição de 1988;
- ✓ ISO 6551 – Petroleum liquids and gases – Fidelity and security of dynamic measurement – Cabled of electric and/or electronic pulsed data, edição de 1982;

- ✓ API MPMS 21.1 – Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 21 – Flow Measurement Using Electronic Metering Systems Section 1- Electronic Gas Measurement, edição de 1993;
- ✓ API MPMS 21.2 – Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 21 – Flow Measurement Using Electronic Metering Systems Part 2: Electronic Gas Measurement, edição de 2000;
- ✓ API MPMS Chapter 4.3, Small Volume *Provers*, First Edition, July 1988;
- ✓ API MPMS Chapter 4.7 – Field-standard Test Measures, First Edition, October 1988;
- ✓ API MPMS Chapter 11.2.3 – Water Calibration Volumetric *Provers*, First Edition, august 1984;
- ✓ ModelBCP Compact *Prover* – Sizes 8” to 40”, Brooks Instrument, September 1991;
- ✓ API MPMS Chapter 12.

Com relação à totalização de pulsos, este equipamento oferece as características que serão apresentadas mais adiante. Quanto à escolha desse equipamento, essa se deu pelo fato de a rastreabilidade e a segurança eletrônica dos dados, são as principais características de um medidor de vazão do tipo turbina, que o diferenciam de um equipamento que faz apenas a correção da vazão. Considera-se que os medidores tipo turbina utilizados nas medições de líquidos e gases, devem atender a especificações mínimas, de forma a garantir a sua confiabilidade metrológica. Dessa forma, comparando-se o medidor tipo turbina com os outros equipamentos utilizados para medir vazão, existem normas e regulamentos técnicos metrológicos que estabelecem as

condições mínimas, às quais devem satisfazer este tipo de medidor utilizado nas medições de líquidos e gases.

A seguir as características do equipamento em questão:

- ✓ utiliza tecnologia de lógica programável para garantir um funcionamento confiável e preciso, com *hardware* específico para as funções críticas;
- ✓ possui 10 totalizadores independentes de 16 *bits* operando em modo de sinal simples (*single pulse*), ou 5 totalizadores independentes operando em de sinal duplo (*dual pulse*);
- ✓ a leitura dos totalizadores é feita simultaneamente em cada ciclo, não havendo defasagem entre os contadores. essa característica é particularmente importante para as provas com o *master meter*.

a) Todas as entradas possuem as seguintes características comuns:

- ✓ faixa de frequência configurável de 5Hz a 25kHz;
- ✓ filtro de largura de pulso, ajustado em função do limite máximo de frequência configurado no bloco transdutor;
- ✓ não aceita diretamente sensores do tipo relutância variável, magnéticos, indutivos etc. Um pré-amplificador deve ser usado para fornecer um sinal com a amplitude adequada;
- ✓ comparador *Schmitt-trigger* com tolerância de -30/60DC/VAC e nível lógico '0' abaixo de 1,2V e nível '1' acima de 3,5V;
- ✓ possui *pull-up* ativo (5V) para as saídas *open-collection/drain*, dispensando resistores externos;

- ✓ medição de frequência média com precisão de 0,01%;
- ✓ indicação de falhas através de parâmetro no bloco transdutor e LED's frontais.

b) No modo de sinal duplo (*dual pulse*), o DF77 executa detecção e correção automática de erros para:

- ✓ pulsos coincidentes;
- ✓ erro de sequência;
- ✓ erro de diferença de fase;
- ✓ pulsos faltantes;
- ✓ pulsos adicionais;
- ✓ pulsos coincidentes, erros de fase, de sequência, pulsos adicionais são automaticamente ignorados na totalização, sendo computados em contadores de erro individuais para cada tipo de erro, acessíveis no bloco transdutor;
- ✓ pulsos faltantes detectados são automaticamente contados;
- ✓ caso um dos sinais seja perdido, a totalização continua normalmente apenas com o sinal restante, porém sem a detecção e correção de erros.

c) O suporte a provadores compreende:

- ✓ conexão com qualquer provador que tenha detectores de início e fim de seção calibrada (Compacto, tipo U etc.);

- ✓ possui saída *open/drain* controlada pelo computador de vazão FC302 para acionamento do provador (*start proving*);
- ✓ implementada técnica de dupla cronometria para interpolação de pulsos com contadores operando à frequência de 50MHZ, proporcionando excelente resolução;
- ✓ a prova não interfere na totalização, uma vez que é executada através de hardware especializado independente.

d) Com relação à prova com *master meter*, o DF77 oferece as seguintes características:

- ✓ a leitura dos totalizadores de pulso é feita simultaneamente, garantindo que o total de pulsos no medidor que está sendo provado e no *master meter* é obtido no mesmo instante;
- ✓ o grupo 5 é por convenção destinado ao *master meter*. Todos os diagnósticos, detecção e correção de erros se aplicam igualmente a esse grupo.

e) Uso de pré-amplificadores:

- ✓ as entradas de pulso do DF77 não foram projetadas para sensores de pequena amplitude, tais como *pickups* magnéticos, sensores indutivos, relutância variável etc. Caso o medidor de vazão use esse tipo de sensor, um pré-amplificador adequado deve ser instalado entre o sensor e o módulo DF77, de acordo com a Figura 3.3 e Figura 3.4.

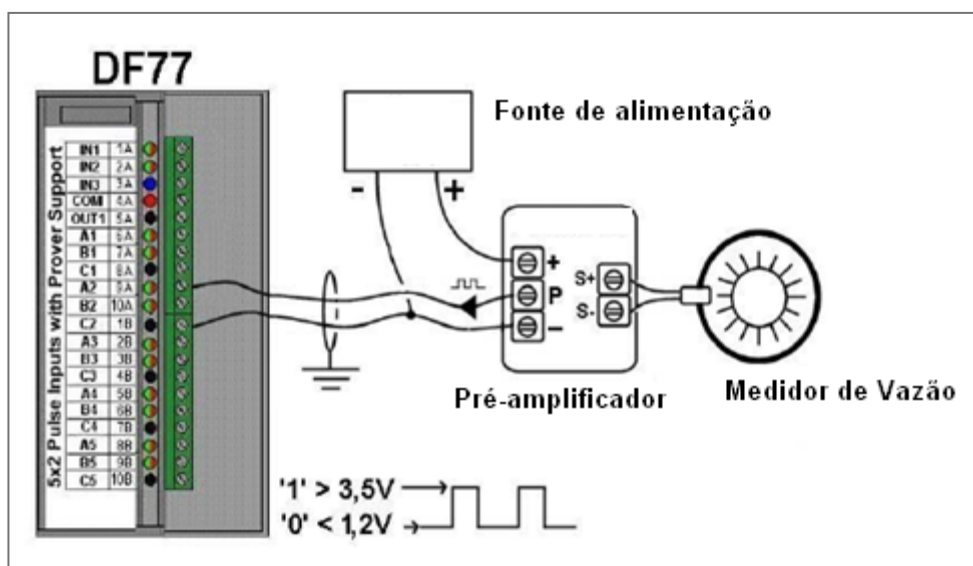


Figura 3.3 – Exemplo de sinal simples conectado na entrada de pulso A2 do DF77

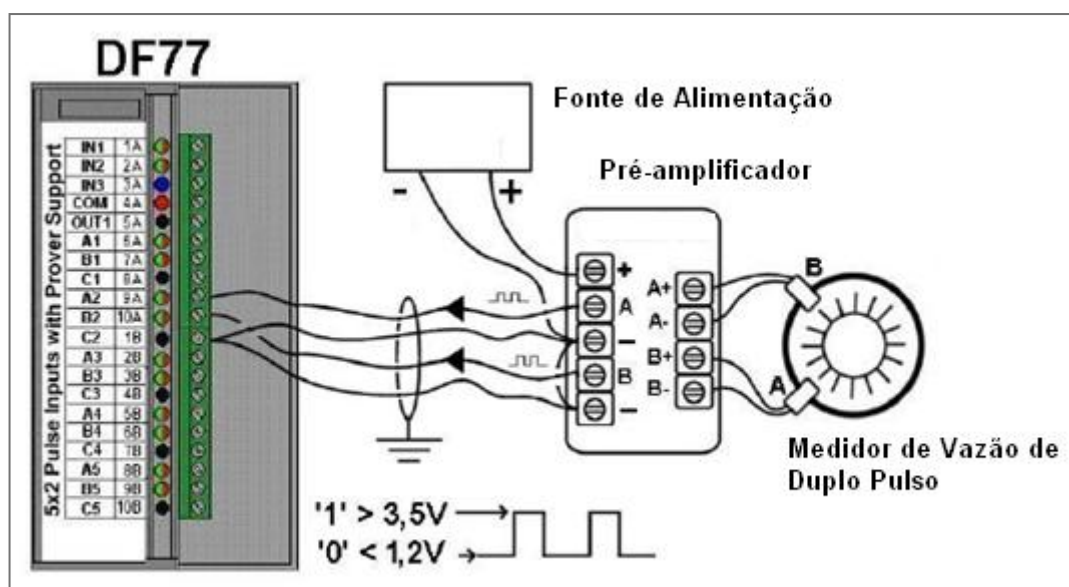


Figura 3.4 – Exemplo de conexão sinal duplo no grupo 2 de pulso (A2 e B2) do DF77

3.4 Conclusão

Este capítulo apresentou uma revisão técnica e conceitual, para resumir a fundamentação teórica, na escolha da melhor forma para a presente aplicação na gestão metrológica do medidor tipo turbina da Transpetro/Terminal Aquaviário de São Luís-MA, onde apresentamos uma metodologia para analisar, e considerar os cálculos que envolvem os erros causados pelas diferenças movimentadas. Como produto, pesquisamos o GLP (gás liquefeito de petróleo), movimentado pela EMED (estação de medição), esferas EF-47001 e EF-47002 da Transpetro/Terminal Aquaviário de São Luís-MA.

Em seguida, foi apresentada uma análise complementar da EMED, Tag:ETO-6250-001 da ETO (Estação de Tratamento de Óleo/Pescada/UTPF/UN_RNCE) e, em seguida, optou-se nesta pesquisa, por aquela que se enquadrou melhor em diversos parâmetros aqui citados.

O Regulamento de Medição da ANP/Inmetro estabelece os procedimentos para calibração de medidores, tais como:

- ✓ turbina (é aquele onde principio de medição se baseia num rotor dotado de múltiplas palhetas ou pás, montado em mancais e com livre movimento de rotação. Ele é girado pela energia cinética do fluido que escoar através da turbina. Com isso a palheta ou pá adquire uma determinada velocidade angular que, dentro da região linear do medidor, é proporcional à velocidade média axial do fluido);

- ✓ deslocamento positivo (é aquele que mede a quantidade de um fluido que escoar pela separação do fluxo em pacotes ou volumes discretos seguido da contagem desses volumes);
- ✓ medidor Coriolis (é aquele que quando o fluido passa por dentro dos tubos, a combinação das velocidades angular e linear dá origem à aceleração de Coriolis. A força gerada produz uma torção no tubo, que é proporcional à vazão mássica em escoamento);
- ✓ medidor Ultrassônico (O princípio do tempo de trânsito é baseado na diferença de tempo de viagem que um feixe de ultra-som leva para ir de um ponto a outro em um duto, no mesmo sentido, e em sentido contrário ao escoamento).

Os instrumentos e os sistemas de medição, bem como as medidas padrões utilizadas, devem ser submetidos ao controle metrológico do Inmetro, quando houver, ou for comprovada rastreabilidade aos padrões do Inmetro.

Para a calibração desses medidores podem ser utilizados calibradores em linha de deslocamento mecânico, tanques de calibração, medidores mestres ou outro sistema, previamente aprovado pela ANP.

Foi mencionada a utilização do módulo DF77, do computador de vazão FC302, e a instalação de pré-amplificadores para aumentar a amplitude do sinal dos *pickups* magnéticos, sensores indutivos e relutância variável etc.

CAPÍTULO 4 – IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO DE CALIBRAÇÃO *WATERDRAW*

4.1 Introdução

Neste capítulo, propõe-se a implementação do método de *waterdraw* (gravimétrico), a ser utilizado no processo de calibração, que irá garantir uma confiabilidade metrológica na calibração da turbina da EMED.

Essa implementação, descreve a metodologia experimental aplicada na calibração do volume base do provador Compacto *Brooks* pelo método *waterdraw*, utilizando como referência medida padrão, tipo Vaso *Seraphin*, de volume rastreável aos padrões do INMETRO. Ver Foto 4.1, Foto 4.2, e Foto 4.3, onde apresentamos a Medida Padrão (*vaso Seraphin*), o Compacto *Prover Brooks*, a Equipe de Teste da Transpetro e Contratada.



Foto 4.1 – Vaso *Seraphin*

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, Transpetro)

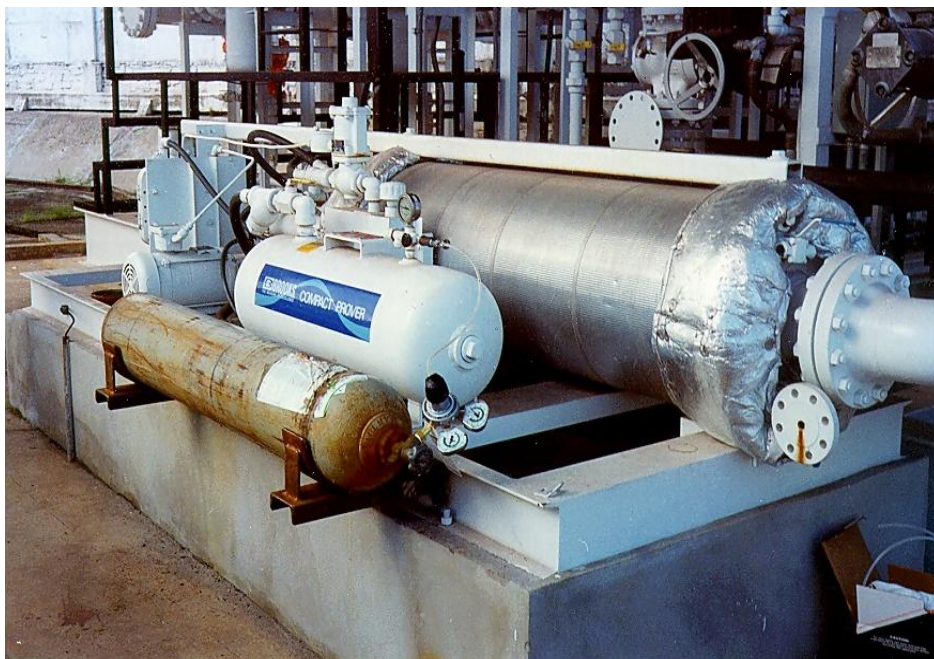


Foto 4.2 – Compact *Prover Brooks*

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, Transpetro)



Foto 4.3 – Equipe de Teste da Transpetro e Contratada

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, Transpetro)

4.2 Normas

A metodologia descrita está baseada nos documentos e normas relacionados abaixo, além de experiência adquirida em calibrações anteriores.

- ✓ API-MPMS, Chapter 4.3, Small Volume *Provers*, First Edition, July 1988 [10].
- ✓ API-MPMS, Chapter 4.7, Field-standard Test Measures, First Edition, October 1988 [11].
- ✓ API-MPMS, Chapter 11.2.3 – Water Calibration of Volumetric *Provers*, First Edition, August 1984 [12].
- ✓ Model BCP Compact *Prover* - Sizes 8" to 40", Brooks Instrument, September 1991 [13].

4.3 Definições

4.3.1 **Conjunto das chaves ópticas:** conjunto composto do trilho da haste da bandeira, chaves ópticas, barras de invar, etc.

4.3.2 **Primeira e segunda chave óptica:** são as duas chaves ópticas de detecção do pistão de medição, as quais definem o volume calibrado do provador.

Ver *first optical switch* e *second optical switch* no manual do provador.

Nota: O provador *Brooks* possui uma terceira chave óptica de função meramente de controle, sem função metrológica. No manual do provador ela é referida como *outboard switch* e é atuada quando o pistão chega ao seu fim de curso no sentido *Upstream*.

4.3.3 **Passe:** um passe do pistão de medição é um movimento desse pistão entre a primeira e a segunda chave óptica.

4.3.4 **Volume base do provador:** é o volume calibrado do provador, expresso em condições de referência de temperatura e pressão. No Brasil, as condições de referência são temperatura de 20 °C e pressão manométrica de 0 kPa.

4.4 Frequência de calibração

Em condições normais de utilização do provador é recomendável um intervalo de 1(um) ano entre calibrações. Em qualquer caso o intervalo entre calibrações não deve exceder 3 (três) anos.

No entanto, após qualquer intervenção de manutenção em componentes que afetem o volume base, o provador deve ser recalibrado.

4.5 Equipamentos necessários

A Figura 4.1 e a Figura 4.2 mostram o arranjo necessário para a calibração utilizando o método *waterdraw*.

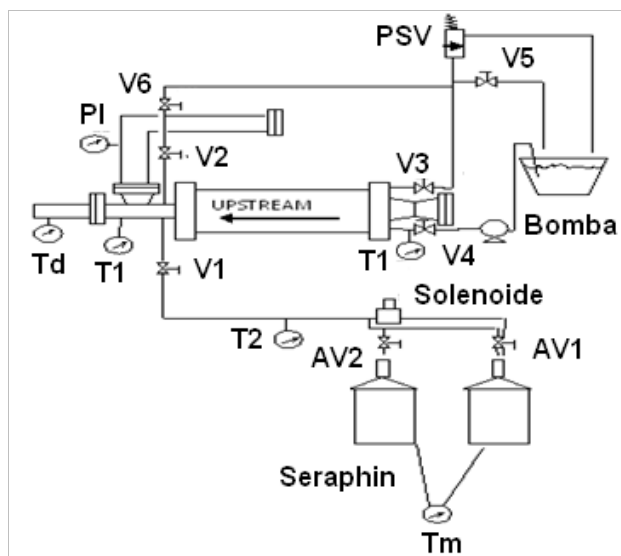


Figura 4.1 – Calibração do volume *Upstream*

Onde:

PI	Manômetro para medir pressão da água no sistema
T1	Termômetro para da temperatura da água no sistema
T2	Termômetro para da temperatura da água para o Vaso <i>Seraphin</i>
Td	Termômetro para medição da temperatura na barra de Invar
Tm	Temperatura média da água do Vaso <i>Seraphin</i>
V1	Válvula de bloqueio do sistema
V2	Válvula de bloqueio do sistema
V3	Válvula de bloqueio do sistema
V4	Válvula de bloqueio da alimentação de água do sistema
V5	Válvula de bloqueio do dreno de água do sistema
V6	Válvula de bloqueio do sistema
AV1 e AV2	Válvula de bloqueio do Vaso <i>Seraphin</i>

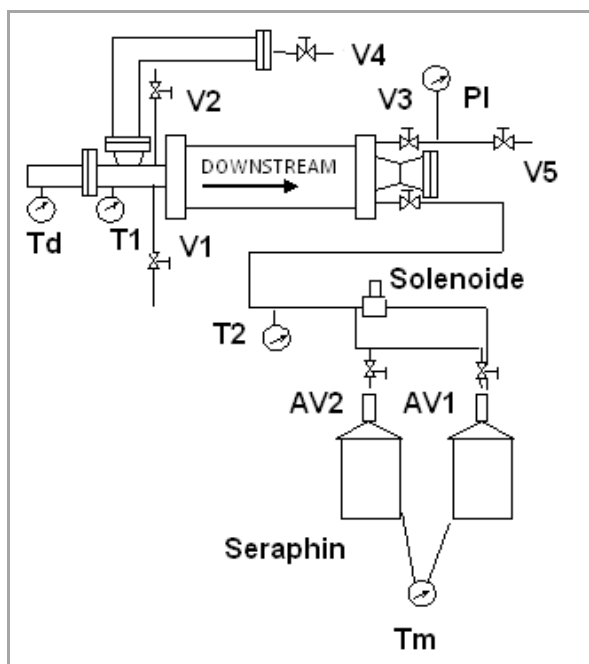


Figura 4.2 – Calibração do volume *Downstream*

Onde:

PI	Manômetro para medir pressão da água no sistema
T1	Termômetro para da temperatura da água no sistema
T2	Termômetro para da temperatura da água para o Vaso <i>Seraphin</i>
Td	Termômetro para medição da temperatura na barra de Invar
Tm	Temperatura média da água do Vaso <i>Seraphin</i>
V1	Válvula de bloqueio do sistema
V2	Válvula de bloqueio do sistema
V3	Válvula de bloqueio do sistema
V4	Válvula de bloqueio da alimentação de água do sistema
V5	Válvula de bloqueio do dreno de água do sistema
V6	Válvula de bloqueio do sistema
AV1 e AV2	Válvula de bloqueio do Vaso <i>Seraphin</i>

São os seguintes os principais equipamentos necessários:

4.5.1 Caixa d'água de 1000 litros.

4.5.2 Bomba d'água, de aproximadamente 2,0 m³/h, e pressão 2,0 a 7,0 kgf/cm² (não-flutuante).

4.5.3 Tubulação para drenar a água do provador, com uma válvula solenóide e uma válvula manual como mostrado na Figura 4.1, Figura 4.2 e na Foto 4.1 que está no início deste capítulo.

4.5.4 Medida padrão certificada, rastreável aos padrões do INMETRO, de escala graduada de alta sensibilidade (resolução de 0,02% ou melhor), de volume nominal igual ao volume nominal do provador. Na Foto 4.4 podemos observar a escala graduada do Vaso *Seraphin*.



Foto 4.4 – Detalhe da resolução da escala graduada do Vaso *Seraphin*

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, TRANSPETRO)

Nota: Recomenda-se utilizar uma só medida padrão de volume igual ao volume nominal do provador. Caso isso não seja viável, recomenda-se utilizar o menor número possível de medidas, cujos volumes somados completem o volume do provador.

4.5.5 Um termômetro digital de contato, escala em °C, com calibração rastreável aos padrões do INMETRO.

4.5.6 Três termômetros tipo haste de vidro, para a faixa de temperatura ambiente, escala em °C, com menor subdivisão de 0,1 °C, e com calibração rastreável aos padrões do INMETRO.

4.5.7 Um manômetro para a faixa de pressão da bomba d'água, classe de precisão de 2%.

4.5.8 Uma válvula de alívio de pressão ajustada em 1,0 kgf/cm² (somente para a calibração do volume *Upstream*).

4.5.9 Diversas válvulas esferas, e tubulação associada de ½" (polegada) de diâmetro nominal, para os alinhamentos são mostradas nas Figura 4.1 e Figura 4.2.

4.6 Verificações iniciais

4.6.1 Verifique os certificados de calibração da medida padrão e de todos os instrumentos que serão utilizados na calibração do provador. Providencie recalibração, se necessário.

4.6.2 Inspeccione a medida padrão quanto a:

- ✓ existência de corpos estranhos no interior, ou danos, que possam alterar seu volume;
- ✓ integridade dos lacres nas escalas graduadas;
- ✓ nivelamento em duas direções perpendiculares entre si (através dos níveis de bolha fixados na própria medida padrão, ou, caso não existam, usando um nível de bolha de mecânico apoiado sobre o bocal da medida padrão);
- ✓ inexistência de vazamento de água pelo visor de nível, conexões da válvula de drenagem, ou qualquer outro ponto;
- ✓ estanqueidade da válvula de drenagem.

4.6.3 Verifique se o provador está nivelado.

4.6.4 Verifique toda a instalação de circulação de água quanto à inexistência de vazamentos.

4.6.5 A temperatura do provador e da água deve ser mantida tão estável quanto possível durante todo o procedimento de calibração. Por isso, providencie uma proteção que evite a radiação solar direta sobre o provador e o circuito de água.

4.6.6 Atentar que o volume certificado da medida padrão é para água. A utilização de outro líquido introduzirá erros.

4.7 Teste de estanqueidade dos selos

Antes da calibração do provador, recomenda-se testar a estanqueidade dos selos do pistão de medição. Para realizar esse teste proceda da seguinte maneira:

4.7.1 Bloqueie a saída do provador, usando um flange cego, ou uma válvula de duplo bloqueio com sangria (*double block and bleed valve*).

4.7.2 Encha o provador e elimine todo o ar de seu interior, através das válvulas de *vent* existentes nos flanges de entrada e saída da seção calibrada.

4.7.3 Calcule a pressão do *plenum* pela fórmula abaixo:

$$P_p = P_{op} / R + 60 \text{ psig}$$

Onde:

P_p : pressão do *plenum*, *psig*

P_{op} : pressão de operação do provador, *psig*

R: parâmetro obtido da Tabela 4.1.

4.7.4 Ajuste a pressão de nitrogênio do *plenum* para o valor calculado no item anterior.

4.7.5 Ligue a alimentação elétrica do provador.

4.7.6 Instale a barra de extensão e o relógio comparador do *kit* de detecção de vazamento. Veja na Figura 4.3, a barra de extensão (*indicator rod*), e o relógio comparador (*dial indicator*).

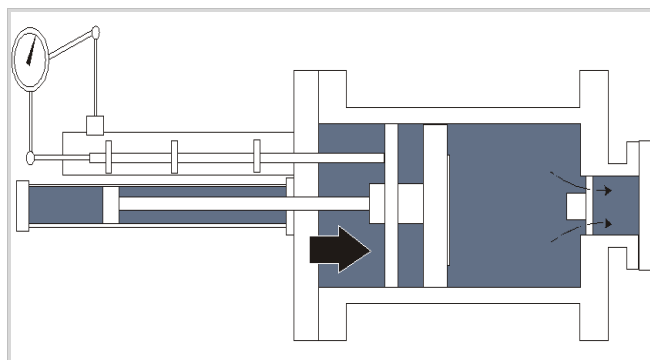


Figura 4.3 – Detalhe de montagem do *kit* de detecção de vazamento

4.7.7 No computador de vazão, comande uma corrida para que o pistão de medição seja lançado.

4.7.8 Durante 5 (cinco) minutos, monitore o movimento do pistão de medição através do relógio comparador:

- ✓ se durante os 5 (cinco) minutos, ocorrer um deslocamento para jusante de 0,004" (polegadas), ou menos, então a estanqueidade dos selos está normal;
- ✓ se durante os 5 (cinco) minutos, ocorrer um deslocamento para jusante maior que 0,004" (polegadas), então está presente um vazamento excessivo, e os selos do pistão de medição devem ser verificados ou substituídos.

Importante: É essencial que a temperatura do líquido e do provador permaneçam relativamente estáveis durante todo o teste de estanqueidade, já que expansões ou contrações térmicas podem levar a resultados incorretos.

Atenção: Após o teste remova o relógio comparador e a barra de extensão. Utilizar o provador com essa barra de extensão poderá causar danos no sistema óptico.

4.8 Calibração do volume *Upstream* e *Downstream*

4.8.1 Isole o provador das linhas operacionais através de válvulas de duplo bloqueio com sangria, ou através de flanges cegos. Esse isolamento deve ser feito o mais próximo possível do provador, de preferência nos flanges do próprio provador. Drene o provador e lave-o se necessário.

4.8.2 Monte o equipamento de calibração conforme é mostrado na Figura 4.1.

4.8.3Faça as conexões elétricas de acionamento da válvula solenóide, indicadas na Figura 4.1, Figura 4.2 e Foto 4.1. Consulte o esquema elétrico do circuito de interface (*interface board*), que está anexada no manual do fabricante Compacto *Prover*.

4.8.4Faça as conexões do provador com o computador de vazão *omni* (o computador de vazão será usado somente para alimentar o circuito de interface e as chaves ópticas do provador).

4.8.5Retire a porca de fixação da tampa do conjunto das chaves ópticas. Deve ser possível remover a tampa sem perturbar ou bater em qualquer das chaves ópticas.

Nota: A tampa será retirada e recolocada a cada lançamento do pistão de medição. Entretanto não será necessário apertar a porca de fixação a cada vez. Simplesmente deslize a tampa sobre o conjunto das chaves ópticas para evitar interferência da luz ambiente na operação das chaves ópticas.

4.8.6 Verifique o nível de fluido hidráulico no tanque e conecte a alimentação elétrica do sistema hidráulico do provador.

4.8.7 Calcule a pressão do *plenum* pela fórmula abaixo.

$$P_p = P_{op} / R + 60 \text{ psig}$$

Onde:

P_p : pressão do *plenum*, *psig*

P_{op} : pressão de operação do provador, *psig*

R: parâmetro obtido da Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Parâmetros dos provadores *Brooks*

Diâmetro nominal do provador	Volume base	R (para o cálculo da pressão do <i>plenum</i>)	D (diâmetro interno do tubo, em polegadas)	T (espessura da parede do tubo, em polegadas)
8"	20 litros	3.5	8,250	0,6875
12" Mini	40 litros	3.2	12,250	0,8750
12" Standard	60 litros	3.2	12,250	0,8750
18"	120 litros	5	17,500	1,2500
24"	250 litros	5.88	25,500	1,0625
40"	650 litros	4.45	40,00	1,500

Observação: Dados válidos somente para provadores classe 600#.

Nota: A pressão de nitrogênio no plenum deve ser mantida dentro de +5% e -0% da pressão calculada.

4.8.8 Ligue a bomba hidráulica e a bomba d'água, fazendo circular água através do provador. Manualmente movimente o pistão várias vezes e utilizando as válvulas de *vent*, elimine todo o ar do interior do sistema.

a) **Para movimentar manualmente o pistão para a posição *Upstream*:**

- ✓ abra as válvulas v1, v2, v4 (suprimento d'água) e v6;
- ✓ abra v5 para eliminar o ar;
- ✓ feche v3 e av1 na medida padrão;
- ✓ comute a chave S1 do circuito de interface do provador para a posição *return*.

Na Foto 4.5, apresenta-se a montagem dos equipamentos e instalações para calibração do volume *Upstream* do Compacto *Prover Brooks*.

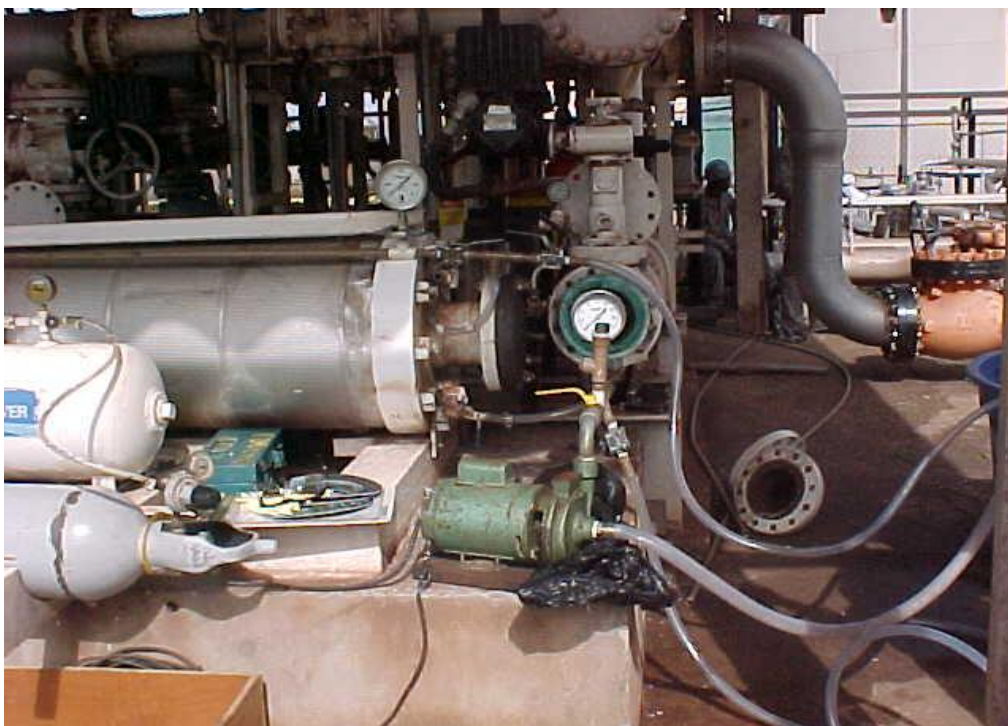


Foto 4.5 – Montagem dos equipamentos e instalações para teste upstream

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, TRANSPETRO)

b) **Para movimentar manualmente o pistão para a posição *Downstream*:**

- ✓ feche V4 (suprimento d'água) e V5 (*vent*);
- ✓ abra V1, V2, V3 e V6;

- ✓ comute a chave S1 do circuito de interface do provador para a posição *run*. Ver na Foto 4.6 os equipamentos para o teste de *Downstream*.



Foto 4.6 – Detalhe da montagem dos equipamentos e instalações para teste *Downstream*

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, TRANSPETRO)

Nota: Essas posições das válvulas necessárias para movimentar manualmente o pistão estão também indicadas na Tabela 2.

Nota: A chave S1 é não retentiva.

4.8.9 Posicione a chave S2 do circuito de interface do provador na posição *Upstream* (calibração do volume *Upstream*).

Nota: A chave S2 é retentiva.

4.8.10 Circule água através do provador até que a diferença entre a temperatura de entrada e a de saída seja menor que 0,3 °C.

4.8.11 Movimente o pistão entre as duas posições extremas e através das válvulas de *vent*, elimine o ar que ainda possa existir no interior do sistema.

4.8.12 Encha a medida padrão com água abrindo AV1 e deixe a temperatura estabilizar (a válvula de descarga da medida padrão deve ficar parcialmente aberta para permitir uma circulação contínua de água). Quando a temperatura da medida padrão estiver estabilizada, feche AV1 e V1. Não drene a medida padrão neste ponto. A água deve permanecer na medida durante o tempo em que o pistão está sendo movimentado para a posição *Downstream*, de modo que a temperatura da medida seja mantida estável.

Atenção: Antes de movimentar o pistão para a posição *Downstream* desconecte o *plug* J3 do circuito de interface (em modelos de segurança intrínseca desconecte o conector do cabo de *waterdraw*, na parte inferior do painel de controle). Isso evitará que a válvula solenóide abra quando a bandeira passar pela chave óptica, causando transbordamento na medida.

4.8.13 Para calibrar o volume *Upstream* é necessário que inicialmente o pistão esteja junto ao flange *Downstream*. A Tabela 4.2 indica a posição adequada das válvulas para movimentar o pistão no sentido *Downstream* durante a calibração do volume *Upstream*. Quando as válvulas estiverem na posição correta comute a chave S1 no circuito de interface para a posição *run* e o pistão começarão a se movimentar.

4.8.14 Abra a válvula V4 (suprimento de água), e feche V6 e V3. Reconecte o *plug* J3 no circuito de interface.

4.8.15 Comute a chave S1 no circuito de interface para a posição *run*. Isso irá abrir a válvula solenóide junto à medida padrão e fará o pistão se mover para *Upstream*. Para modelos de segurança intrínseca, aperte o botão *start*.

Nota: Como a medida padrão já estava cheia, será necessário abrir parcialmente a sua válvula de descarga de modo a evitar transbordamento e ao mesmo tempo manter um nível alto na medida padrão.

4.8.16 Quando a bandeira sair da chave óptica a válvula solenóide irá fechar parando o pistão (a tampa do conjunto das chaves ópticas deverá estar inserida de modo a evitar a incidência de luz sobre as chaves ópticas). Neste ponto abra completamente a válvula de descarga da medida padrão. Quando cessar o fluxo principal, aguarde o tempo de escoamento prescrito no certificado da medida padrão e então feche a válvula de descarga.

Nota: Geralmente os certificados especificam um tempo de escoamento de 10 (dez) segundos para as medidas cujo volume é de até 40 litros e 30 (trinta) segundos para as medidas maiores.

Tabela 4.2 – Posição das válvulas para a Figura 4.1

Válvula	Eliminação de ar		Calibração volume Upstream	
	Movimentar Pistão para <i>Upstream</i>	Movimentar Pistão para <i>Downstream</i>	Movimentar Pistão para <i>Upstream</i>	Movimentar Pistão para <i>Downstream</i>
V1	Aberta	Aberta	Aberta	Aberta
V2	Aberta	Aberta	Aberta	Aberta
V3	Fechada	Aberta	Fechada	Aberta
V4	Aberta	Fechada	Aberta	Fechada
V5	(*)	(*)	Fechada	Fechada
V6	Aberta	Aberta	Fechada	Aberta

(*): A válvula V5 é usada somente para eliminar o ar.

4.9 A importância da medição e o impacto no faturamento

Para avaliarmos melhor as condições de medição e sua importância no faturamento fiscal na Petrobras, observam-se e questionam-se os seguintes princípios básicos:

- ✓ histórico do controle de perdas e sobras nos processos de medição fiscal da Petrobras;
- ✓ unidades de faturamento de produtos utilizadas no Brasil;
- ✓ problemas mais comuns nas quantificações em tanques de armazenamento;
- ✓ problemas em utilização de tabelas de correção;
- ✓ problemas em transferências de produtos para Cias;
- ✓ problemas em estações de medição (EMEDs).

O comentário do guia da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), define os parâmetros básicos de estimativa de incerteza de medição, para a movimentação, trânsito de matéria-prima, e insumos.

Segundo comentário do Guia: “[...] se o resultado de uma medição depende de valores de grandezas outras além do mensurando, os erros dos valores medidos destas grandezas contribuem para erro do resultado da medição.” (ABNT, 1998, p. 34).

4.10 Conclusão

O aperfeiçoamento do modelo de atuação, aplicado às atividades da metrologia legal da Petrobras deve contemplar os requisitos estabelecidos para a avaliação criteriosa de conformidade do controle metrológico utilizado em nossos procedimentos de calibrações.

Esta postura além de acompanhar o contexto internacional, a partir da utilização da capacitação técnica, e da infra-estrutura instalada no país, permitirá a expansão do seu campo de atuação, implementando e aperfeiçoando as atividades metrológicas, com impactos no segmento produtivo, governamental e, principalmente, no atendimento às necessidades da sociedade como um todo, contribuindo significativamente para o atendimento da missão do INMETRO.

Para tanto, é fundamental se desenvolver a regulamentação, e os procedimentos que permitam aos processos de controle de incertezas de medições do sistema Petrobras, alcançar um nível de modelo de atuação, que tenha como enfoque, uma ação voltada para os aspectos preventivos, e de supervisão na execução das atividades de verificação metrológica. Este modelo aplica-se tanto nas plataformas de exploração e perfuração, nas refinarias, nos terminais aquaviários, nos instrumentos de medição, em especial, os medidores vazão, pressão, temperatura, nível, densidade, viscosidade, como também, no âmbito das concessionárias responsáveis pelos consertos, reparos, e manutenção desses instrumentos, tendo como consequência, melhores resultados de desempenho na execução das atividades.

Nesse contexto, é prioritário a adoção de um programa de capacitação de recursos humanos, a fim de propiciar o suporte fundamental, e necessário, quanto a capacitação dos profissionais que atuam na metrologia legal (equipes de operações, manutenções, suporte de instrumentação e automação), sendo um importante fator de sustentação, para implantação das novas formas de atuação da metrologia legal no Brasil.

Esse fato vai desencadear como consequência, melhores resultados de desempenho na execução das atividades de calibração do medidor tipo turbina e contribuirá decisivamente para o aprimoramento, assim como, a plena cobertura das atividades de metrologia legal, e científica no sistema Petrobras e Transpetro.

A presente implementação do método *waterdraw* aplicado em estações de medição que utilizam Compacto *Prover* tem como objetivo desenvolver uma metodologia operacional e tecnologia adequada para a avaliação das incertezas de medição e garantia da qualidade metrológica das medições (GLP, gasolina, querosene e óleo diesel), comercializados em nosso país. São comercializados milhões de m³ destes derivados por ano no país, e boa parte desses volumes são medidos por meio de medidores tipo turbinas, que são aferidos periodicamente utilizando-se uma medida padrão do tipo Vaso *Seraphin*. Um erro generalizado de 0,25% pode representar dezenas de milhões de dólares por ano. Os terminais aquaviários e as refinarias do Sistema Petrobras enfrentam, portanto o problema de garantir baixas incertezas de medição nestes *Provers*, o que impacta, entre outras coisas, na necessidade da medição confiável do volume do *Prover*. Outros fatores extremamente importância são: a operação do *Prover*, a dependência da curva de erros com a faixa de vazão e as correções de medições. Para a calibração do Compacto *Prover* é utilizado o método da API denominado *waterdraw*, ou com a metodologia que utiliza balança ou medidores *master*. Nem sempre as medidas padrão tipo Vaso *Seraphin* têm o volume adequado para a calibração do *Prover*, o que introduz incertezas adicionais fora da faixa admissível. Tampouco se sabe qual o efeito de operação do *Prover* em vazões diferentes daqueles volumes aferidos pelo método *waterdraw*.

Neste capítulo propõe-se a implementação de uma metodologia que objetiva estudar e tornar operacionais tecnologias de avaliação da incerteza de *Provers*, com as seguintes ações: 1) Estabelecimento de metodologia para a calibração de *Provers* em campo com a

utilização de medida padrão tipo Vaso *Seraphin*, para obter-se atingir valores de repetibilidade, no volume do *Prover*, menores que 0,020%, conforme prescreve a norma do API (*American Petroleum Institute*) API-MPMS, Chapter 11.2.3 – *Water Calibration of Volumetric Provers, First Edition, august 1984*[12]. 2) Estudo do comportamento da curva de erros de *Provers* em função da vazão, assunto não abordado pela literatura e que já verificamos ser importante em algumas medições que realizamos em campo. 3) Estudo de campo sobre o processo de calibração monitorando as variáveis do processo como: condições ambientais, pressão de operação, temperatura de operação, massa de fluido, densidade do fluido, etc.

CAPÍTULO 5 – COLETA DE DADOS, ANÁLISE COMPARATIVA E CALIBRAÇÃO DA EMED DE GLP

5.1 Coleta de dados e resultados do Compacto *Prover Brooks*

Este capítulo descreve o passo a passo do cálculo que permite, a partir dos dados coletados numa corrida (passe) do pistão de medição do Compacto *Prover*, obter o volume base do provador, referido a temperatura de 20 °C e pressão interna manométrica de 0 kPa.

Utilizando o formulário para registrar os dados, executamos os cálculos descritos no Certificado de Calibração apresentado na Figura 5.1 e na Tabela 5.1 a seguir:

CALIBRAÇÃO DE PROVADOR COMPACTO BROOKS											
Companhia	Petrobras - Transpetro.				Local	Terminal de São Luiz		Data	11/2/2002		
Provador:	60 litros				Modelo	12-300SCI AC					
Produto	GLP				Número de Série:	940715863-1-1					
Tamanho:	12"				Padrões utilizados	vide abaixo					
Volume :	UPSTREAM										
Diâm. Inter.(D):	12,250										
Espess.tubo (t)	0,8750										
P média Kgf/cm2	0,90										
Vm (litros)	TP (°C)	Tm (°C)	Dif Temp (°C)	TMP	Td	Css	V a 20	P	CPL	CPS	V a 20/zero
59,880	29,45	29,2	-0,3	1,000089	28,4	1,000223	59,8987	0,9	0,999959	0,999994	59,8958
59,880	29,45	29,0	-0,4	1,000119	28,9	1,000212	59,8998	0,9	0,999959	0,999994	59,8970
59,890	29,45	29,4	-0,1	1,000030	28,6	1,000232	59,9057	0,9	0,999959	0,999994	59,9029
A - Volume Médio de corridas consecutivas com diferença máxima de 0,02%							59,9014	média		59,8986	
B - Fator de correção da compressibilidade da água (CPL)							0,999959				
C - Fator de correção da pressão no aço (CPS)							0,999994				
D - Volume Base a temperatura de 20 °C e pressão manométrica interna de 0 kPa							59,8986	máximo desvio=		0,01185%	
Padrões utilizados											
Medida de Volume 60 Litros Cert. IPEM-PE 001/900A/01						Termômetro de Vidro n.s 2406 ;Hg vidro cert.9094-1					
Cronômetro Digital Cole Parmer mod. 94410-20-cr 004 cert. F0500						Termômetro de Vidro n.s 2323 ;Hg vidro cert.9582-1					
Manômetro Faixa 0-3,0 Kgf/cm2 Fab: IOPE Certificado 02/596						Termômetro de Vidro n.s 3266 ;Hg vidro cert.2728					
Observações: Calibração realizada em conjunto com o IPEM - MA											
Executado por: João de Deus e Marcos Aurélio						Apoio: Luis cesar (sede) e Justino					

Figura 5.1 - Certificado de calibração do provador Compacto Brooks

(Fonte: Terminal de São Luís-MA, Transpetro)

5.1.1.1 Anotado o diâmetro interno (D), e a espessura da parede do tubo (t) da seção calibrada do provador, ambos em polegadas (ver Tabela 4.1). Anotado também a pressão interna do provador (P), em kgf/cm^2 , lida no manômetro durante o passe. Ver algumas definições:

5.1.1.2 **Volume da Medida Padrão:** é o volume certificado da medida padrão onde foi coletada a água correspondente ao volume do provador.

5.1.1.3 **Leitura da Escala:** é a leitura do nível de água na escala graduada da medida padrão. É a diferença entre o volume de água na medida e o volume certificado da medida.

5.1.1.4 **Vm:** é o volume da medida padrão mais ou menos a leitura na escala. Corresponde ao volume bruto total de água na medida padrão.

5.1.1.5 **Tp:** temperatura da água no provador. É a média das temperaturas na entrada e na saída do provador.

5.1.1.6 **Tm:** temperatura da água na medida padrão. É obtida com um termômetro de vidro instalado num amostrador (Figura 4.1). A amostra da água da medida padrão deve ser coletada logo após a leitura de volume ou durante a drenagem da medida.

5.1.1.7 **Diferença de Temperatura:** diferença de temperatura entre o provador e a medida padrão.

5.1.1.8 **Fator de Correção TMP:** fator de correção volumétrico devido à diferença de temperatura entre o provador e a medida padrão. Esse fator é obtido do API-MPMS Chapter 11.2.3 - *Water Calibration of Volumetric Provers*.

5.1.1.9 **Td:** temperatura das barras de invar existentes no conjunto das chaves ópticas, as quais definem o espaçamento entre a primeira e a segunda chave óptica. Para medir essa temperatura remova a tampa do conjunto das chaves ópticas e, utilizando o

termômetro eletrônico de contacto, meça a temperatura do suporte das barras, entre as chaves. Opcionalmente pode ser utilizada a temperatura ambiente.

5.1.1.10 **C_{ss}**: fator de correção devido à temperatura do aço inox da medida padrão, o aço do tubo da seção calibrada do provador, e o invar das barras espaçadoras. Esse fator de correção é determinado através da seguinte fórmula (temperaturas em °C):
Coeficientes de expansão volumétrica: Medida Padrão = $4,77 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$;
Provador = $2,16 \times 10^{-5} / ^\circ\text{C}$ e Barras do Invar = $1,44 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$.

(5.1)

$$C_{ss} = \frac{1 + (T_m - 20).0,000477}{(1 + (T_p - 20).0,0000216).(1 + (T_d - 20).0,00000144)}$$

a) Calculando o fator de correção (**C_{ss}**) devido à temperatura do aço inox da medida padrão (vaso *Seraphin*) após a primeira medição:

(5.2)

$$C_{ss} = \frac{1 + (29,2 - 20).0,000477}{(1 + (29,45 - 20).0,0000216).(1 + (28,4 - 20).0,00000144)}$$

$$C_{ss} = \frac{1,00043884}{(1,00020412).(1,000012096)}$$

$$C_{ss} = \frac{1,00043884}{(1,000216218)}$$

$$\mathbf{C_{ss} = 1,000223}$$

b) Calculando o fator de correção (**C_{ss}**) devido à temperatura do aço inox da medida padrão (Vaso *Seraphin*) após a segunda medição:

(5.3)

$$C_{ss} = \frac{1 + (29,0 - 20).0,0000477}{(1 + (29,45 - 20).0,0000216).(1 + (28,9 - 20).0,00000144)}$$

$$C_{ss} = \frac{1,0004293}{(1,00020412).(1,000012816)}$$

$$C_{ss} = \frac{1,0004023}{(1,000216938)}$$

$$\mathbf{C_{ss} = 1,000212}$$

c) Calculando o fator de correção (C_{ss}) devido à temperatura do aço inox da medida padrão (Vaso *Seraphin*) após a terceira medição:

(5.4)

$$C_{ss} = \frac{1 + (29,4 - 20).0,0000477}{(1 + (29,45 - 20).0,0000216).(1 + (28,6 - 20).0,00000144)}$$

$$C_{ss} = \frac{1,00044838}{(1,00020412).(1,000012384)}$$

$$C_{ss} = \frac{1,00044838}{(1,000216506)}$$

$$\mathbf{C_{ss} = 1,000232}$$

Nota: Essa fórmula de C_{ss} é válida para provador com seção calibrada em aço 17-4 PH, e medida padrão de volume certificado a 20 °C e construída em aço inox 304.

5.1.1.11 **Volume a 20 °C**: esse é o volume de fluido deslocado pelo pistão de medição em seu movimento desde a primeira até a segunda chave óptica, corrigido para a temperatura de 20 °C. É calculado pela fórmula:

a) Calculando o Volume a 20 °C após a primeira corrida do pistão do Compacto

Prover:

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = V_m \cdot TMP \cdot C_{ss} \quad (5.5)$$

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = 59,880.1,000089.1,000223$$

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = 59,89868374$$

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = 59,8987$$

b) Calculando o Volume a 20 °C devido à segunda corrida do pistão do Compacto

Prover:

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = V_m \cdot TMP \cdot C_{ss} \quad (5.6)$$

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = 59,880.1,000119.1,000212$$

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = 59,89982179$$

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = 59,8998$$

c) Calculando o Volume a 20 °C devido à terceira corrida do pistão do Compacto

Prover:

$$\text{Volume a } 20\text{ }^{\circ}\text{C} = V_m \cdot TMP \cdot C_{ss}$$

(5.7)

$$Volume \text{ a } 20^{\circ}C = 59,890.1,000030.1,000232$$

$$Volume \text{ a } 20^{\circ}C = 59,90569159$$

$$Volume \text{ a } 20^{\circ}C = 59,9057$$

5.1.1.12 Na linha "A" anote a **média aritmética dos volumes a 20 °C** apurados em passes consecutivos, cujos volumes apresentem diferença de no máximo 0,02% (+/- 0,01% da média).

(5.8)

$$Volume \text{ Médio} = \frac{\sum Volume \text{ a } 20^{\circ}C}{3}$$

a) Calculando o Volume Médio a 20 °C de corridas consecutivas com diferença máxima de 0,02%.

(5.9)

$$Volume \text{ Médio a } 20^{\circ}C = \frac{(59,8987+59,8998+59,9057)}{3}$$

$$Volume \text{ a } 20^{\circ}C = 179,7042$$

$$Volume \text{ a } 20^{\circ}C = 59,9014$$

5.1.1.13 Na linha "B" calcule CPL, o fator de correção devido à compressibilidade da água no provador. Para uma pressão P no provador, em kgf/cm², esse fator é calculado pela fórmula:

(5.10)

$$CPL = 1 - (0,0000455.P)$$

$$CPL = 1 - (0,0000455.0,9)$$

$$CPL = 1 - (0,00004095)$$

$$\mathbf{CPL = 0,999959}$$

5.1.1.14 Na linha "C" calcule CPS, o fator de correção devido à expansão do tubo do provador pela pressão, através da seguinte fórmula (P em kgf/cm², D em polegadas, e t em polegadas):

(5.11)

$$CPS = \frac{1}{1 + \frac{P.D}{2,00.10^6.(t)}}$$

$$CPS = \frac{1}{1 + \frac{\text{Pressão Média(P).Diâmetro Interno(D) do Provador}}{2000000.\text{Espessura do Tubo(t)}}}$$

$$CPS = \frac{1}{1 + \frac{(0,9.12,250)}{(2000000.0,8750)}}$$

$$CPS = \frac{1}{1 + \frac{11,025}{17500000}}$$

$$CPS = 0,9999937$$

$$\mathbf{CPS = 0,999994}$$

5.1.1.15 Na linha "D" calcule o volume base do provador a 20 °C e 0 kPa, utilizando a seguinte fórmula:

(5.12)

$$VTP = (A).(B).(C)$$

$$VTP = \text{Volume Médio a } 20^{\circ}\text{C. CPL.CPS}$$

$$VTP = (59,9014.0,999959.0,999994)$$

$$\mathbf{VTP = 59,8689}$$

a) Calculando o máximo desvio em percentual (%) do volume do provador após corrigido para 20 °C e 0 kPa.

(5.13)

$$\text{Máximo Desvio}(\%) = \frac{(\text{Vol. Máx. Corrigido } 20^{\circ}\text{C} - \text{Vol. Min. Corrigido a } 20^{\circ}\text{C})}{\text{Vol. Min. Corrigido a } 20^{\circ}\text{C}} \cdot 100$$

$$\text{Máximo Desvio}(\%) = \frac{(59,9029 - 59,8958)}{59,8958} \cdot 100$$

$$\text{Máximo Desvio}(\%) = \frac{0,0071}{59,8958}$$

$$\mathbf{\text{Máximo Desvio}(\%) = 0,01185}$$

Nota: Recomenda-se para a determinação do volume base do provador, realizar 3 passes consecutivos do pistão. Dois devem ser feitos na vazão máxima do sistema, e o terceiro a uma vazão de cerca de metade da vazão dos outros dois. A vazão pode ser reduzida pelo fechamento parcial da válvula AV1. O objetivo do passe de vazão reduzida é comprovar a inexistência de qualquer vazamento no sistema. Assim, a calibração só é considerada válida, se o volume do passe de vazão reduzida também atender o critério de diferença máxima entre os volumes corrigidos de 0,02% (+/- 0,01% da média).

Tabela 5.1 - Resumo do certificado de calibração do Provador Compacto *Brooks*

REGISTRO DE MEDIÇÕES						
ENSAIO	VM	TP	TM	TD	P	
	(L)	(°C)	(°C)	(°C)	(kgf/cm ²)	(MPa)
1	59,880	29,45	29,2	28,4	0,9	0,09
2	59,880	29,45	29,0	28,9	0,9	0,09
3	59,890	29,45	29,4	28,6	0,9	0,09
RESULTADOS APROVADOS						
					VOLUME (L)	
ENSAIO	TMP	CSS	CPL	CPS	À 20°C	INCERTEZA
					À 0 Pa	(L)
1	1,000089	1,000223				
2	1,000119	1,000212	0,999959	0,999994	59,8986	0,012
3	1,000030	1,000232				

5.2 Estudo de incerteza metrológica do sistema de GLP do

Terminal de São Luís-MA

Em 2004, devido à discordância entre as medições das quantidades de GLP transferidas do Transpetro de São Luís-MA, e as medições das companhias Norte Gás Butano (NGB) e Agip do Brasil S.A., foi decidido em reunião entre os representantes das mesmas, que seria adotada uma série de procedimentos para averiguar o problema.

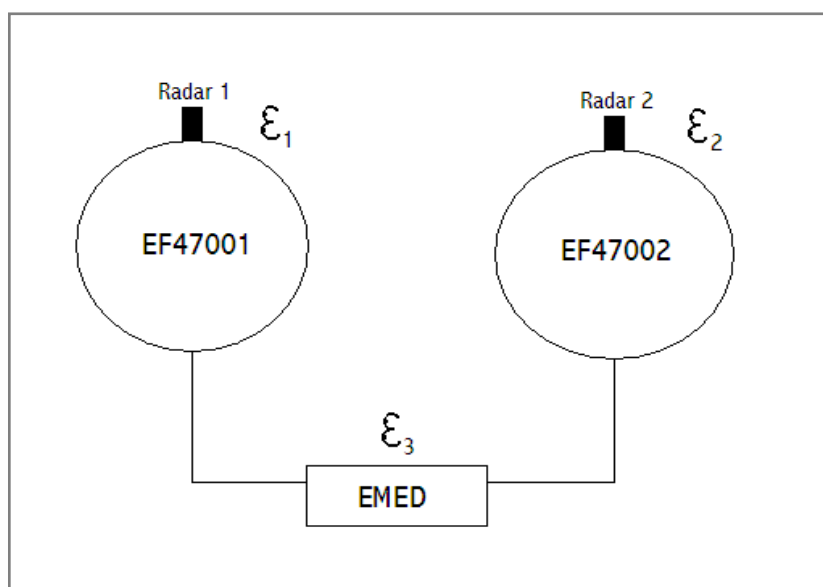
O objetivo deste estudo de campo foi para avaliar diferenças elevadas entre as quantidades faturadas (medição pela EMED), e os valores recebidos nas companhias NGB e Agip (leitura de instrumentos).

A metodologia implementada de comum acordo com os representantes das companhias terceirizadas NGB e Agip, Petrobras e Transpetro, foi criar um procedimento

inicial de controle de incerteza metrológica, assim como, levantar dados de campo com informações, e apresentar o resultado.

Foi implementada uma metodologia para elaboração de um procedimento de auditoria interna dos processos de medição das companhias NGB e Agip, com o objetivo de sanar as pendências existentes.

Segue o estudo implementado para verificação dos prováveis erros no sistema de GLP:



Onde:

Radar 1 \rightarrow Erro ϵ_1 (radar 1 – transmissor e medidor de nível da esfera de GLP ef47001)

Radar 2 \rightarrow Erro ϵ_2 (radar 2 – transmissor e medidor de nível da esfera de GLP ef47002)

EMED \rightarrow Erro ϵ_3

Radar 1 \rightarrow Erro ϵ_1 (ERRO DE MEDIÇÃO DO TRANSMISSOR DE NÍVEL DA EF47001)

Radar 2 \rightarrow Erro ϵ_2 (ERRO DE MEDIÇÃO DO TRANSMISSOR DE NÍVEL DA EF47002)

EMED \rightarrow Erro ϵ_3 (ERRO DE MEDIÇÃO DA EMED)

Comparando EF47001 e EF 47002, o erro será:

$$DIF_{1,2} = \varepsilon_1 + \varepsilon_2$$

Comparando EF47001 e EMED, o erro será:

$$DIF_{1,3} = \varepsilon_1 + \varepsilon_3$$

Comparando EF47002 e EMED, o erro será:

$$DIF_{2,3} = \varepsilon_2 + \varepsilon_3$$

Nessa situação, fazendo-se a dedução e substituição dos erros acima mencionados obtemos as equações 4, 5, e 6.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \varepsilon_1 + \varepsilon_2 = DIF_{1,2} & \longrightarrow \varepsilon_1 = DIF_{1,2} - \varepsilon_2 \quad (1) \\ \varepsilon_1 + \varepsilon_3 = DIF_{1,3} & \longrightarrow \varepsilon_3 = DIF_{1,3} - DIF_{1,2} + \varepsilon_2 \quad (2) \end{array} \right. \quad \text{Substituindo (1)}$$

$$\begin{array}{ll} \varepsilon_2 + \varepsilon_3 = DIF_{2,3} & \text{Substituindo (2)} \\ \varepsilon_2 + DIF_{1,3} - DIF_{1,2} + \varepsilon_2 = DIF_{2,3} & (3) \end{array} \longrightarrow$$

De (3) temos:

$$\boxed{\varepsilon_2 = \frac{DIF_{1,2} + DIF_{2,3} - DIF_{1,3}}{2}} \quad (4)$$

Substituindo (4) em (2):

$$\boxed{\varepsilon_3 = \frac{-DIF_{1,2} + DIF_{2,3} + DIF_{1,3}}{2}} \quad (5)$$

Substituindo (5) em (1):

$$\boxed{\varepsilon_1 = \frac{DIF_{1,2} - DIF_{2,3} + DIF_{1,3}}{2}} \quad (6)$$

As equações (4), (5) e (6) são as soluções do sistema e sempre serão usadas na análise perdas e sobras no sistema de GLP, com acompanhamento das calibrações da EMED. Os resultados deste estudo comparativo entre as medições realizadas no sistema de GLP da Transpetro de São Luís-MA e as medições verificadas na tancagem de armazenamento das companhias NGB e Agip, estão disponíveis na documentação anexa a este trabalho de pesquisa.

Na Figura 5.2, e na Tabela 5.2, temos a sequência para realizar a quantificação de produto de uma esfera de GLP. Esses dados foram coletados durante os testes realizados nas operações quando estava operando com a EMED.

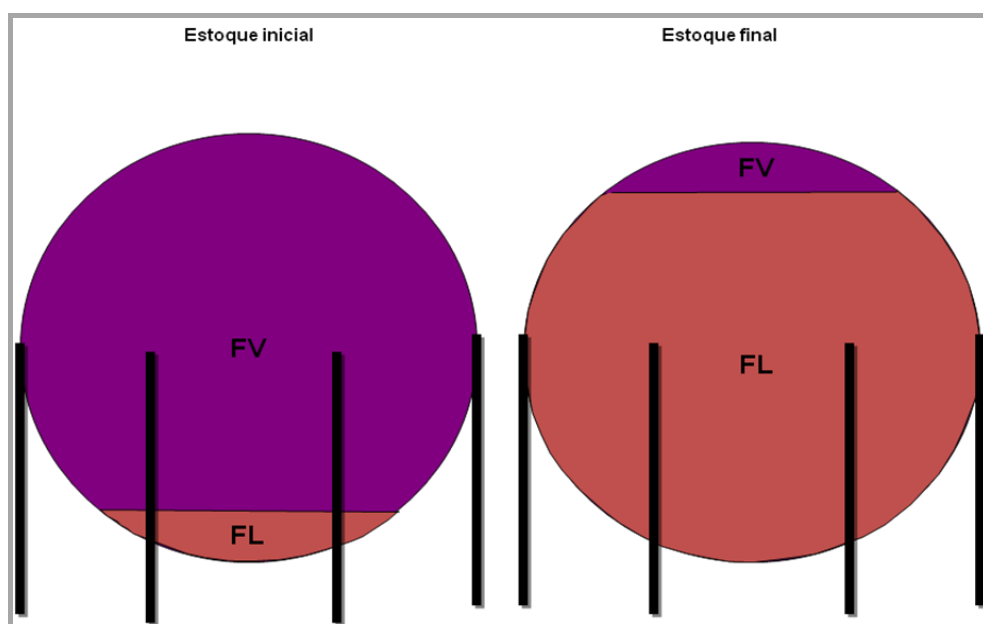


Figura 5.2 - Quantificação de GLP em vaso cilíndrico ou esfera

Tabela 5.2 - Quantificação de GLP em vaso cilíndrico ou esfera

QUANTIFICAÇÃO DE GLP	
FL - Fase Líquida	FV - Fase Vapor
1) VOLUME AMBIENTE DA FASE LÍQUIDA (m ³)	1) VOLUME FASE VAPOR (m ³)
2) FATOR DE CORREÇÃO DO VOLUME A 20°C	2) PESO ESPECÍFICO (kg/m ³)
3) VOLUME A 20°C (1 X 2)	3) PESO VAPOR EM kg (6 X 7)
4) DENSIDADE A 20°C	
5) PESO FASE LÍQUIDA EM kg (3 X 4)	PESO TOTAL (5 + 8)

Na Figura 5.2 e na Tabela 5.2, temos a sequência para realizar a arqueação e a quantificação de produto de uma esfera de GLP. Esses dados foram coletados durante os testes realizados nas operações quando estava operando com a EMED. Quando vamos efetuar os cálculos para quantificar o volume arqueado numa esfera de GLP, segue-se o seguinte passo a passo:

FL - Fase Líquida (Procedimento para cálculo)

- 1) VOLUME AMBIENTE DA FASE LÍQUIDA (m³) é obtida através da tabela de arqueação da esfera;
- 2) FATOR DE CORREÇÃO DO VOLUME A 20°C é obtido na tabela de fatores e densidade dos produtos da Petrobrás;
- 3) VOLUME A 20°C = (VOLUME AMBIENTE DA FASE LÍQUIDA (m³) multiplicado pelo FATOR DE CORREÇÃO DO VOLUME A 20°C)
- 4) DENSIDADE A 20°C é obtido na tabela de fatores e densidade dos produtos da Petrobrás;

5) PESO FASE LÍQUIDA EM kg (VOLUME A 20°C multiplicado pela DENSIDADE A 20°C)

FV- Fase Vapor (Procedimento para cálculo)

- 1) VOLUME FASE VAPOR (m³) é obtida através da tabela de arqueação da esfera;
- 2) PESO ESPECÍFICO (kg/m³) é obtido na tabela de fatores e densidade dos produtos da Petrobrás;
- 3) PESO VAPOR (em Kg) = [VOLUME FASE VAPOR (m³) multiplicado pelo PESO ESPECÍFICO (kg/m³)]

PESO TOTAL do Volume arqueado na esfera de GLP (Procedimento para cálculo)

PESO TOTAL = (PESO FASE LÍQUIDA EM kg somado com PESO VAPOR (em Kg)).

5.3 Análise comparativa da quantidade movimentada após operação de GLP

5.3.1 Verificou-se nos dossiês de controles da EMED, principalmente, na última operação de "corrida" na EMED, antes da operação em análise, a situação do gráfico quanto a normalidade da linearidade (dentro da faixa pré-definida). Ver na Figura 5.2 um exemplo do gráfico que representa a faixa pré-definida para a normalidade linear da turbina.

5.3.2 Verificou-se que o fator de correção foi utilizado com 4 (quatro) casas decimais.

5.3.3 Verificou-se que durante o período do fornecimento a vazão por trem foi controlada na faixa de 75 a 250 m³/h, a pressão por trem entre 450kpa para o C₄ (butano), e 1500 kpa para o C₃ (propano).

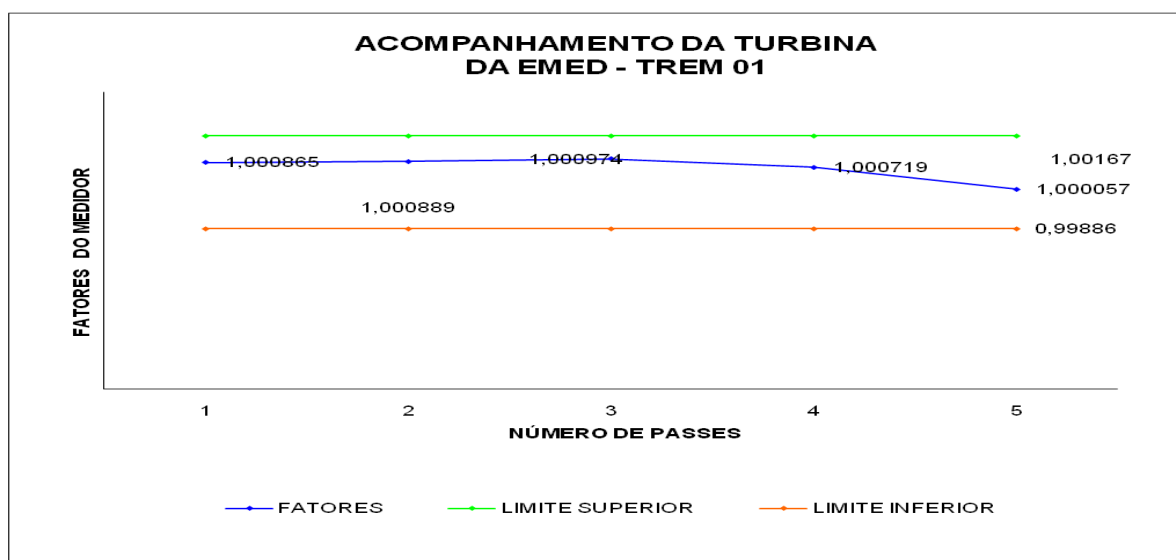


Figura 5.3 - O gráfico representa a faixa de normalidade linear da turbina

Ver na Figura 5.4 um exemplo do controle de vazão da EMED.

MF	LIMITE SUPERIOR	LIMITE INFERIOR	TRANSFERÊNCIA Nº :
1,000865	1,00015	0,9985	CIA:
1,000889	1,00015	0,9985	PRODUTO : PROPANO
1,000974	1,00015	0,9985	DATA: 20/12/2005
1,000719	1,00015	0,9985	HORA: 17:40 HS
1,000057	1,00015	0,9985	Técnico Manutenção: J.Deus

REPETIBILIDADE = 0,03 %

VAZÃO DE 200 M³

ANÁLISE DA CORRIDA:

TURBINA CALIBRADA E OPERANDO NORMAL











OBSERVAÇÕES:

- 1- O OPERADOR DEVERÁ INCLUIR O FATOR DO MEDIDOR QUE É DADO NO **SOFT EMED** APÓS A AFERIÇÃO, A REPETIBILIDADE (RELATÓRIO DA CORRIDA) E DADOS DA TRANSFERENCIA.
- 2- OBSERVAR SE HOUVE ALTERAÇÃO NO FATOR DO MEDIDOR (TURBINA).
- 3- A REPETIBILIDADE (R) MAX É +/- 0,05 %
- 4- A LINEARIDADE NÃO PODE FICAR FORA DOS LIMITES (INFERIOR/SUPERIOR).
- 5- INFORME AO SUPERVISOR QUALQUER ANORMALIDADE.

Figura 5.4 - o fator do medidor, e a vazão controlada da turbina

Nas Tabelas 5.3, 5.4, 5.5, e 5.6, apresentam-se alguns parâmetros de acompanhamento comparativo, observou-se, quando transferido o produto GLP para as companhias terceirizadas utilizando a EMED. Esses dados foram coletados durante as operações com acompanhamento da Transpetro, assim como, durante as operações sem o acompanhamento da Transpetro.

Tabela 5.3 - Acompanhamento e controle das variáveis: pressão, densidade, temperatura, e nível

	Temperatura do tanque	Pressão	Densidade	Temperatura da amostra	Nível
Início					
Final					

Caso as leituras dos instrumentos sejam diferentes e com tendência ao inverso do sentido da seta, as quantidades movimentadas tenderão para um valor menor do que o real.

Observa-se que em 0,5 kgf/cm² menor na pressão inicial de um vaso de 60 toneladas pode introduzir um erro de aproximadamente 115 kg/vaso, mas como são 24 vasos, pode apresentar diferença de 2.760 kg. Somando esse erro a outros, o resultado poderá se apresentar muito diferente do real.

Tabela 5.4 - Resultados do acompanhamento da Transpetro

Tipo de operação	Diferença de Medição Transpetro – NGB (kg)	Diferença de Medição Média (kg)	Diferença Percentual
Sem acompanhamento	-60.656	-6.740	-1,21 %
Com acompanhamento	-16.449	-1.828	-0,76 %

As tabelas 5.5 e 5.6 demonstram todas as operações realizadas e comentadas nos resultados da tabela 5.4.

O acompanhamento das diferenças encontradas nas operações de transferências de GLP para as companhias terceirizadas obedeceu ao seguinte critério:

- 1- Sem acompanhamento da medição na NGB pelos operadores da Transpetro de São Luis-MA, dos dias 16/03/2004 a 17/04/2004. Um total de 24 operações, sendo 9 para a NGB, e 15 para a Agip;
- 2- Com acompanhamento da medição na NGB pelos operadores da Transpetro de São Luis-MA, dos dias 19/04/2004 a 08/05/2004. Um total de 17 operações, sendo 7 para a NGB, e 10 para a Agip.

Tabela 5.5 – Balanço sem o acompanhamento da Transpetro

TRANSFERÊNCIAS DE GLP SEM ACOMPANHAMENTO TRANSPETRO								
DATA	No	MANIF. ESF.	FAT. NGB	REC. NGB	DIF. FAT/ESF.	PERC (%)	DIF. FAT/ RECB.NGB	PERC (%)
16/3/2004	043	502.576	500.330	494.053	-2.246	-0,45%	-6.277	-1,25%
19/3/2004	045	521.503	526.280	517.198	4.777	0,92%	-9.082	-1,73%
24/3/2004	048	417.522	427.230	421.030	9.708	2,33%	-6.200	-1,45%
25/3/2004	050	459.834	451.515	451.933	-8.319	-1,81%	418	0,09%
31/3/2004	053	747.767	758.155	747.941	10.388	1,39%	-10.214	-1,35%
5/4/2004	056	629.107	648.870	639.160	19.763	3,14%	-9.710	-1,50%
7/4/2004	058	299.444	299.790	295.653	346	0,12%	-4.137	-1,38%
12/4/2004	061	748.396	750.190	736.174	1.794	0,24%	-14.016	-1,87%
17/4/2004	065	631.553	653.290	645.575	21.737	3,44%	-7.715	-1,18%
TOTAL	9	4.957.702	5.015.650	4.948.717	60.194	1,21%	-60.656	-1,21%
TOTAL EMED			5.015.650					
TOTAL RECEBIDO NGB			4.948.717			MÉDIA	-6.740	

Tabela 5.6 - Balanço durante acompanhamento da Transpetro

TRANSFERÊNCIAS DE GLP COM ACOMPANHAMENTO TRANSPETRO								
DATA	No	MANIF. ESF.	FAT. NGB	REC. NGB	DIF. FAT/ESF.	PERC (%)	DIF. FAT/ RECB.NGB	PERC (%)
20/4/2004	067	454.586	448.880	445.990	-5.706	-1,26%	-2.890	-0,64%
22/4/2004	069	307.505	314.030	312.575	6.525	2,12%	-1.455	-0,46%
24/4/2004	071	78.426	79.680	78.614	1.254	1,60%	-1.066	-1,34%
27/4/2004	073	304.998	299.840	297.160	-5.158	-1,69%	-2.680	-0,89%
30/4/2004	077	312.497	312.560	309.246	63	0,02%	-3.314	-1,06%
5/5/2004	079	301.551	299.610	297.788	-1.941	-0,64%	-1.822	-0,61%
7/5/2004	081	396.760	399.690	396.468	2.930	0,74%	-3.222	-0,81%
TOTAL	7	2.156.323	2.154.290	2.137.841	-2.033	-0,09%	-16.449	-0,76%
TOTAL EMED			2.154.290					
TOTAL RECEBIDO NGB			2.137.841					
MÉDIA							-1.828	

5.4 Conclusão

Neste capítulo foram analisadas todas as prováveis incertezas observadas durante os testes e simulação em campo.

- Foram verificados vários pontos vulneráveis de passagem de produto na NGB. (ver fluxograma Figura 5.5);

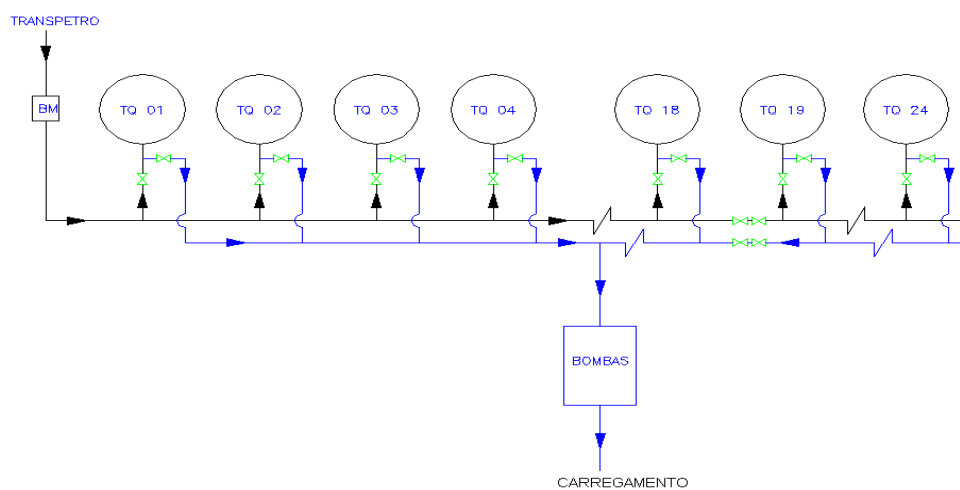


Figura 5.5 - Esquema das tubulações e tanques na companhia NGB

- ✓ Sistema de medição da NGB (TI's e PI's com mais de 20 anos de uso) com confiabilidade metrológica questionável, termômetros com bulbo que não tocam o ponto correto no vaso – soltos. Faixa de calibração dos manômetros que não abrange todo range de pressão de trabalho;
- ✓ Verificado termômetro na Agip com coluna fragmentada;
- ✓ Plano de calibração / aferição da EMED atualizado;
- ✓ Plano de calibração da Agip não disponível;
- ✓ Plano de calibração da NGB está atualizado, mas não foi disponibilizado cópia;
- ✓ Pelo fato das medições estarem sendo feitas por mais de um observador, diminui a possibilidade de leitura errada ou tendenciosa, com isto as diferenças caíram;
- ✓ Pelo fato das válvulas estarem sendo lacradas, um melhor posicionamento das alavancas foram verificadas;
- ✓ Pelos aspectos verificados nas companhias, principalmente na NGB e tendo em vista que as diferenças diminuíram, acreditamos que estas diferenças estavam mais relacionadas com as vulnerabilidades da própria companhia.

5.4.1 Sugestões e recomendações

- ✓ Fazer teste de estanqueidade nas válvulas que possam permitir recebimento e envio simultâneo (fluxograma) – sem haver contabilização;
- ✓ Instalar duplo bloqueio com vent e dreno intermediário nas saídas dos vasos que possam permitir recebimento e envio simultâneo;
- ✓ Introduzir melhorias no plano de calibração dos instrumentos;
- ✓ Introduzir melhorias na sistemática de treinamento do pessoal;
- ✓ Elaborar procedimento definitivo.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES GERAIS E PROPOSTA DE TRABALHOS FUTUROS

6.1 Considerações finais

O modelo modal de automação aplicada às atividades de negócios e logística dos sistemas de medições existentes contempla sempre os requisitos estabelecidos para a avaliação dos critérios de conformidade de controle metrológico, utilizados nos métodos e procedimentos de calibrações.

Os fatores primordiais que interferem no desenvolvimento da logística são, quase sempre, problemas reais existentes nos processos, *in loco*, por falta de uma metodologia bem planejada, assim como, nos testes de laboratório. É neste campo que proliferam as oportunidades de contribuição para seu desenvolvimento, através da adesão de novos aspectos mais adequados à realidade.

Neste trabalho, propõe-se desenvolver uma metodologia para implementar uma melhor explanação do método de calibração *waterdraw* (gravimétrico) e esclarecimento quanto ao enquadramento dos requisitos das normas vigentes e aplicadas nos procedimentos de calibração utilizados na indústria, estimando a incerteza de medição, que é imprescindível na validação das calibrações de medidores tipo turbina que utilizam compacto prover como padrão de medição. Devido à discordância entre as medições das quantidades de GLP transferidas do Transpetro de São Luís-MA, e as medições das companhias Norte Gás Butano (NGB) e Agip do Brasil S.A., foi decidido seria realizada uma auditoria nas operações com finalidade para averiguar o problema existente.

O objetivo deste estudo de campo foi para avaliar diferenças elevadas entre as quantidades faturadas (medição pela EMED) e os valores recebidos nas companhias NGB e Agip (leitura de instrumentos).

A proposta da metodologia implementada, de comum acordo com os representantes das companhias terceirizadas NGB e Agip, Petrobras e Transpetro, foi criar um procedimento inicial de controle de incerteza metrológica, assim como, levantar dados de campo com informações, e apresentar o resultado.

Foi implementada uma metodologia para elaboração de um procedimento de auditoria interna dos processos de medição das companhias NGB e Agip, com o objetivo de sanar as pendências existentes.

Nos testes de calibração, em campo, foi utilizada estação de medição, com turbina para medição de GLP, e com uma capacidade de medição de 64 a 314 m³/h.

Dispondo de recursos computacionais de medição de vazão, podemos observar que as fontes de incertezas foram diminuídas, assim como, descartadas a influência humana nos resultados obtidos. Todavia, com uma boa estimativa de medição e os recursos computacionais disponibilizados, obtemos uma metodologia para calibração de medidores tipo turbina.

Finalmente, pretendemos concluir, observando a necessidade do aprimoramento do método de avaliação dos dados dos sistemas de medição de vazão, aplicado na gestão atual do controle de incertezas de medições, propondo-se metodologia adequada para a abordagem dos problemas de medição, assim como, destacando-se os resultados esperados.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

A recente descoberta na camada de pré-sal de uma acumulação gigante de óleo e gás no litoral do Sudeste estabeleceu uma nova era na história do petróleo no Brasil. É um grande salto na exploração de petróleo e gás. O trabalho aqui proposto deverá ser continuado, para que se possa analisar o procedimento aqui sugerido aplicar-se em toda a faixa de vazão permitida pelos testes de campo e se o comportamento observado ocorre em outros medidores e sistemas de medição, tentando de certa forma padronizar o mercado de calibração com um procedimento, e modelagem de incerteza que ainda não existe. Diante dos resultados obtidos e das conclusões a que chegamos, pode-se sugerir:

- 1 - Como a UFRN pode ser inserida em projetos/parcerias para exportação dessa tecnologia para os outros estados do Brasil e os países vizinhos.
- 2 - Petróleo e Gás: Projetos de pesquisa e desenvolvimento na área de processos de produção, armazenamento, distribuição e aplicação de petróleo e gás na cadeia energética brasileira.
- 3 - Projetos de pesquisa focados para o desenvolvimento de estudos, ferramentas e metodologias relacionadas ao planejamento integrado de recursos, políticas e regulação do setor energético, bem como a sua otimização.
- 4 - Instrumentação, automação, controle e otimização de processos: projetos de pesquisa e desenvolvimento relacionados ao aumento da segurança e da rentabilidade das unidades operacionais da indústria do petróleo e gás.
- 5 - Rede de computação e visualização científica. Projetos de pesquisa e desenvolvimento relacionados ao emprego da computação científica e visualização na indústria de petróleo e gás.

6 - Projetos de pesquisa para o aprimoramento dos processos de fabricação de instrumentos e equipamentos, destinados à medição de produtos, de modo a reduzir as incertezas das medições, aumentando a confiabilidade dos valores apurados, e reduzindo os erros das quantidades apuradas.

7 - Projetos de pesquisa e desenvolvimento de sistemas que evitem, ou reduzam as perdas de produto nos sistemas de medição e movimentações, que além de atender ao aspecto econômico das decisões logísticas, facilitarão o atendimento as crescentes exigências da legislação ambiental.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1]. Portaria Conjunta ANP/INMETRO n.1 de 19/06/2000.
<http://www.anp.gov.br/leg/inmetro.asp>
 - [2]. Portaria INMETRO n.64 de 11/04/2003. <http://www.anp.gov.br/leg/inmetro.asp>
 - [3]. American Petroleum Institute, API MPMS 4.6 – Proving Systems – Pulse interpolation, edição de 2007.
 - [4]. American Petroleum Institute, API MPMS 5.5 – Metering – Fidelity and security of flow measurement pulsed –Data transmission systems, edição de 2005.
 - [5]. International Organization For Standard, ISO 7278-3 – Liquid hydrocarbons – Dynamic measurement – Proving systems for volumetric meters – Part 3: Pulse interpolation techniques, edição de 1988.
 - [6]. International Organization For Standard, ISO 6551 – Petroleum liquids and gases – Fidelity and security of dynamic measurement – Cabled of electric and/or electronic pulsed data, edição de 1982.
 - [7]. Vocabulário Internacional de Termos Fundamentais e Gerais de Metrologia (VIM), Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial, 2000, Brasília, DF, Brasil.
 - [8]. American Petroleum Institute, API MPMS 21.1 – Manual of Petroleum Measurement Standarts Chapter 21 – Flow Measurement Using Electronic Metering Systems Section 1- Electronic Gas Measurement, edição de 1993.
 - [9]. American Petroleum Institute, API MPMS 21.2 – Manual of Petroleum Measurement Standarts Chapter 21 – Flow Measurement Using Electronic Metering Systems Part 2: Electronic Gas Measurement, edição de 2000.
 - [10]. American Petroleum Institute, API MPMS Chapter 4.3, Small Volume Provers, First Edition, july 1988.
 - [11]. American Petroleum Institute, API MPMS Chapter 4.7 – Field-standard Test Measures, First Edition, october 1988.
 - [12]. American Petroleum Institute, API MPMS Chapter 11.2.3 – Water Calibration Volumetric Provers, First Edition, august 1984.
 - [13]. ModelBCP Compact Prover – Sizes 8” to 40”, Brooks Instrument, September 1991.
-

[14]. HARBOE, A. Felipe, **Estudo dos Índices de Diferenças nas Movimentações por Cabotagem**, Gerência de Controle de Movimentações e Auditoria de Perdas da Logística do Abastecimento, Petrobrás, 1999.

[15]. KAWAKITA, Kazuto. **Curso Sobre Estimativa de Incertezas na Medição de Hidrocarbonetos Líquidos**. São Paulo: ed. IPT e Transpetro, 2004. 1 CD.

[16]. SILVA, Paulo Roberto Lessa e. **Ensaio de certificação e Qualidade de petróleo e derivados** – Petrobrás, 1995.

Site da ANP na Internet (www.anp.gov.br)

Site do INMETRO na Internet (<http://www.anp.gov.br/leg/inmetro.asp>)

Site da SMAR Equipamentos Industriais (www.smar.com.br)

Site da PETROBRÁS (www.petrobras.com.br)

Site da TRANSPETRO (www.transpetro.com.br)
