

Roberto da Costa Cardoso

**Estudo Sobre a Exportação Marítima
De Petróleo – Aspecto Metrológico**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre (opção profissional) pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Roberto Peixoto Nogueira

Rio de Janeiro
Outubro de 2012



Roberto da Costa Cardoso

Estudo Sobre a Exportação Marítima De Petróleo – Aspecto Metroológico

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre (opção profissional) pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Roberto Peixoto Nogueira

Orientador e Presidente
Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Renê Mendes Granado

Fundação Técnico Educacional Souza Marques

Prof. Marcelo Maciel Monteiro

Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 02 de outubro de 2012

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

Roberto da Costa Cardoso

Graduou-se Engenheiro Naval e Oceânico pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo em 2002. Em 2004 ingressou na Petrobras onde trabalha desde então. Atuou até julho de 2012 na Gerência de Controle de Movimentações e Auditorias de Perdas coordenando Auditorias de Medição realizadas em todo o Sistema Petrobras. Desde agosto de 2012 é Coordenador de Serviços Logísticos, atuando na contratação e gestão de serviços logísticos de apoio ao transporte e movimentação de petróleo e seus derivados na Diretoria de Abastecimento.

Ficha Catalográfica

Cardoso, Roberto da Costa

Estudo sobre a exportação marítima de petróleo - Aspecto metrológico / Roberto da Costa Cardoso; orientador: Roberto Peixoto Nogueira. – 2012.

v.,100 f. : il. (color.) ; 30 cm

1. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2012.

Inclui referências bibliográficas

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Medição de petróleo. 3. Transferência de custódia. 4. Sistemas dinâmicos de medição. 5. Arqueação de tanques. 6. Rastreabilidade de equipamentos de medição. I. Nogueira, Roberto Peixoto. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CCD:658.5

Dedico este trabalho aos meus pais, Antônio e Maria Adelaide, por terem me dado à oportunidade de ter uma formação que eles não tiveram, para a minha irmã Marta, exemplo de persistência na busca pelo saber que sempre me inspirou e que sem o apoio não teria chegado até aqui, e para minha esposa Vanessa, pela compreensão e companheirismo com que me acompanhou nesse projeto.

Agradecimentos

Ao meu orientador Professor Roberto Peixoto Nogueira por ter me guiado nesta pesquisa, mostrando o caminho a ser trilhado para a conclusão deste trabalho.

A todos que colaboraram com a elaboração deste trabalho.

A equipe de Controle de Movimentações e Auditorias de Perdas da Petrobras, com a qual adquiri grande parte do conhecimento utilizado neste trabalho e para a qual devo grande parte do meu desenvolvimento profissional.

A Petrobras pela oportunidade de desenvolvimento e aperfeiçoamento técnico que serão fundamentais na realização das tarefas e na superação dos desafios.

Resumo

Cardoso, Roberto da Costa; Nogueira, Roberto Peixoto. **Estudo sobre a Exportação Marítima de Petróleo – Aspecto Metrológico**. Rio de Janeiro, 2012. 100p. Dissertação de Mestrado (Opção profissional) - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Por muito tempo, os sistemas de medição dinâmica de petróleo não foram usados para a transferência de custódia. Eles eram utilizados basicamente para fins operacionais, como detectar vazamentos e transferências internas. O aumento progressivo dos preços do barril de petróleo exigiu das medições de petróleo uma incerteza cada vez menor, o que provocou o desenvolvimento de novas tecnologias que resultaram em sistemas dinâmicos de medição de alta precisão a serem utilizados na transferência de custódia. Nesta pesquisa foi avaliada a substituição das medições estáticas por medições dinâmicas no faturamento de exportações marítimas de petróleo, com o objetivo de agilizar as operações de carregamento de navios em píeres diminuindo a indisponibilidade dos recursos logísticos envolvidos, de minimizar a exposição da companhia a perdas financeiras devido a faturamentos errôneos e de verificar que essa diminuição da exposição justifica o investimento em sistemas de medição dinâmica. Foram descritas as medições de tanques de terra, as medições de tanques de navio e os sistemas de medição dinâmica, avaliando procedimentos, equipamentos, além de restrições, problemas e incertezas associadas a cada método. Foi dada atenção especial aos procedimentos de arqueação de tanques para armazenamento de grânéis líquidos, comparando procedimentos utilizados no Brasil pelo Inmetro aos requisitos da Norma ISO -7507, e a rastreabilidade metrológica dos equipamentos de medição em relação aos procedimentos utilizados na sua calibração.

Palavras-chave

Medição de petróleo; Transferência de custódia; Sistemas Dinâmicos de medição; Arqueação de tanques; Rastreabilidade de equipamentos de medição.

Abstract

Cardoso, Roberto da Costa; Nogueira, Roberto Peixoto. **Study about Maritime Oil Exports - Metrological Aspect.** Rio de Janeiro, 2012. 100p. MSc. Dissertation (Professional option) – Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

For many years, dynamic measurement systems have not been used in the petroleum industry for custody transfer applications, only for operational reasons like detecting leaks and internal transfers. The progressive growth of crude oil prices required measurements with a smaller uncertainty, leading to developing new technologies, resulting in high accuracy flow meters to be used in custody transfer. The main objective of this research was evaluate the replacement of static measurements by dynamic measurements in oil exports sales in order to speed up the loading of vessels, decreasing the unavailability of logistical resources involved, to minimize the company's exposure to economic losses due to erroneous bill of lading and verify if this justifies the investment in dynamic measurement systems. This research has discussed a number of issues associated with the uncertainty of the shore tanks, vessels tanks and dynamic measurements, evaluating procedures, equipment, and restrictions, problems and accuracy associated with each method. It also included a discussion about the difference between calibration of vertical cylindrical tanks procedures used in Brazil by Inmetro and the requirements of ISO -7507, and about traceability of measuring equipment calibration.

Keywords

Crude oil measurement; Custody transfer; Flow meters; Tonnage of tanks; Traceability of measurement equipment.

Sumário

1 Introdução	13
1.1. Objetivos gerais e específicos	15
1.2. Estrutura da dissertação	16
2 Operação de carregamento de navio	17
3 Medição de produto	21
3.1. Medição em tanques de navios	26
3.1.1. Medição de nível em tanques de navios	28
3.1.2. Medição de água livre e BSW	32
3.1.3. Medição de temperatura	33
3.1.4. Amostragem de produto em tanque de navio	34
3.1.5. Correção de trim e banda	35
3.1.6. Remanescente a bordo	37
3.1.7. FEN – Fator de Experiência do Navio	37
3.2. Medições estáticas de tanques de terra	39
3.2.1. Arqueação dos tanques de terra	39
3.2.1.1. Método do cintamento (<i>Strapping method</i>)	43
3.2.1.1.1. Medições de circunferência	44
3.2.1.1.2. Procedimento para as medições	45
3.2.2. Medição de nível e temperatura em tanques de terra	46
3.2.2.1. Medidor automático de nível	46
3.2.2.2. Medidor automático de temperatura	48
3.2.3. Amostragem em tanques de terra	49
3.2.4. Correções em medições em tanques de terra	50
3.3. Medição dinâmica de petróleo	50
3.3.1. Conceitos básicos	51
3.3.2. Estações de medição de líquidos	53
3.3.2.1. Descrição e princípio geral de funcionamento	53
3.3.3. Componentes principais de uma Emed	55
3.3.3.1. Medidor	55
3.3.3.2. Acessórios de linha de medição	56

3.3.3.2.1. Retificador de fluxo	56
3.3.3.2.2. Filtro, desaerador e condensador	57
3.3.3.2.3. Válvula de controle	58
3.3.3.2.4. Válvula de duplo bloqueio com monitoração	59
3.3.3.2.5. Válvula de segurança (PSV)	62
3.3.3.3. Instrumentos associados	63
3.3.3.4. Computador de vazão	64
3.3.3.5. Provador	70
3.3.4. Operação de EMED	72
3.3.5. Calibração de EMED	74
3.3.6. Rastreabilidade metrológica	76
3.3.7. Amostrador automático	78
4 Análise	80
4.1. A diminuição do risco de ocorrência de sobre estadia	80
4.2. A exposição a perdas de receita devido a incertezas de medição.	82
4.3. Limitações dos sistemas de medição	83
4.3.1. Limitações nas medições tanques de navios	83
4.3.2. Limitações nas medições tanques de terra	85
4.3.3. Limitações nas medições dinâmicas	87
5 Conclusões e Recomendações	91
Glossário	94
Referências Bibliográficas	98

Lista de tabelas

Tabela 1 - Classificação dos navios de petróleo quanto à capacidade (Barris)	26
Tabela 2 - Tomada de temperaturas para cargas líquidas	33
Tabela 3 - Amostragem por nível em navios	34
Tabela 4 - Comparação dos métodos de arqueação de tanques cilíndricos verticais	41
Tabela 5 – Métodos para arqueação de tanques de terra	42
Tabela 6 - Tolerâncias para repetibilidade de medições	45
Tabela 7 - Incerteza de medição associada ao método de cintamento.	46
Tabela 8 - Erros máximos admissíveis na medição de grandezas associadas (tabela 4 da Portaria Inmetro nº 64/03)	75
Tabela 9 – Adaptado de <i>Systemic uncertainty risk</i> . (Kalidova, 2008, p.5)	89
Tabela 10 - Attributes of flow measurement devices (Basrawi, 1999, p.10-11)	90

Lista de figuras

Figura 1 – Navio carregado e grandezas a serem medidas	27
Figura 2 - Vista superior dos tanques de um navio	28
Figura 3 - Medidor automático de nível em navio	28
Figura 4 - Medição de nível direta – “Innage”	29
Figura 5 - Medição de nível indireta – “Ullage”	30
Figura 6 - Boca de medição com referência	31
Figura 7 - Fita termométrica acoplada à boca de medição	31
Figura 8 - Medição direta e indireta de água.	32
Figura 9 - Prumo da trena com pasta d'água	33
Figura 10 - Variáveis para o cálculo de trim	36
Figura 11 - Variáveis para o cálculo de banda	36
Figura 12 - Correção de trim e banda	37
Figura 13 - Modelo de campo de ação metrologia legal (Oliveira et al, 2010)	40
Figura 14 – Leitura de nível e temperatura e ATG/ATT	49
Figura 15 – Núcleo básico de uma Emed	53
Figura 16 – Medidor tipo turbina	55

Figura 17 – Medidor tipo deslocamento positivo	55
Figura 18 - Retificador de fluxo montado em trecho reto	56
Figura 19 - Especificações ISO/API, para instalação de retificadores de fluxo	57
Figura 20 - Des aerador acoplado ao filtro de entrada de uma EMED	58
Figura 21 - Válvula de controle	59
Figura 22 - Corte de uma válvula de duplo bloqueio com monitoração	60
Figura 23 - Válvula intermediária - provador conectado a uma única linha de medição	60
Figura 24 - Válvulas intermediárias e válvulas de entrada e saída do provador - provador conectado a mais de uma linha de medição	61
Figura 25 - Válvulas do “Ponto A” – linhas independentes	61
Figura 26 - Válvulas do Ponto A – uma linha de medição para vários dutos	61
Figura 27 - Válvulas do Ponto A – duas linhas de medição (produtos diferentes) para o mesmo duto	61
Figura 28 - Válvula de segurança (PSV)	62
Figura 29 - Válvula de segurança instalada em posição não conforme ao API	63
Figura 30 - Instrumentos associados	64
Figura 31 – Exemplos de computadores de vazão	65
Figura 32 - Relatório de calibração – seções de cálculos do volume base do provador, do volume medido pelo medidor e do <i>meter factor</i>	68
Figura 33 - Classificação de provadores fixos	71
Figura 34 - Classificação de provadores móveis	71
Figura 35 - Repetitividade máxima x número de corridas de calibração realizadas.	73
Figura 36 – Curva de calibração de dois pontos de uma trena de profundidade	78
Figura 37 – Potencial de perdas anuais (Basrawi, 1999, p.7)	82

“A principal finalidade de atingir, e manter, a precisão na medição e a integridade e segurança de sistemas de medição é, sobretudo, a satisfação do cliente e/ou fornecedor Nós não podemos ser responsabilizados pelo que não podemos medir” (Basrawi)

1 Introdução

O cenário da indústria de petróleo e gás no Brasil vem passando por sensíveis mudanças que se acentuaram ao longo dos últimos vinte anos, fazendo com que o país, que até a década de noventa basicamente importava petróleo para refino e derivados para suprir o atendimento à demanda interna, que naquele momento que superava a oferta, assumisse um perfil atual de exportador de petróleo e derivados e de importante *player* no comércio mundial.

Assim, segundo Tavares (2005, p.2), é possível esperar que, mantidos o crescimento econômico sustentado do país e o crescimento sustentado da produção nacional de petróleo, o Brasil se torne exportador de petróleo de baixa qualidade (o óleo nacional majoritariamente é pesado e ácido e tem dificuldade de encontrar mercado, sendo comercializado com elevado desconto em relação a óleos de referência como o WTI e o *Brent*) e importador de derivados brancos (diesel, nafta e GLP). Por outro lado, diante da continuidade das importações de derivados, provavelmente serão necessários investimentos em portos, tanques para armazenamento de produtos, redes de dutos, isto é, em infra-estrutura de transportes.

Conseqüência de uma maior movimentação de petróleo e derivados será a necessidade de investimento também na medição de produto nessas movimentações, ou seja, a quantificação do produto movimentado.

A comercialização de graneis líquidos requer a quantificação do produto expedido pelo fornecedor e recebido pelo cliente, ou pelo menos uma delas, de modo que seja possível estabelecer os valores a serem pagos por este, tendo em vista o valor unitário do bem comercializado. Segundo Basrawi (1999, p.3), nos últimos anos, o preço do petróleo e de seus derivados ditou a exatidão e precisão exigidas na transferência de custódia de grandes volumes entre fornecedores e clientes. Ainda, segundo ele, a transferência de custódia é a transferência de um produto em um ponto de mudança de responsabilidade pré-determinado, oferecendo a informação sobre quantidade e qualidade a ser utilizada na documentação física e fiscal da mudança de propriedade e/ou responsabilidade de mercadorias, entre duas partes que possuam um acordo

contratual, e também para verificar o cumprimento dos termos e condições de tal contrato.

A confiabilidade do resultado da medição é fruto de uma combinação de fatores, tais como: a adoção de um sistema adequado para a finalidade em que é aplicado; a conservação dos instrumentos e equipamentos utilizados que compõem o sistema de medição; a periodicidade e a qualidade da calibração dos instrumentos e equipamentos de medição; e do treinamento dos responsáveis pela execução das tarefas relativas a medições, análises laboratoriais e tratamento dos dados.

Com o atendimento a todos os requisitos citados, pode-se afirmar que o sistema de medição é confiável, o que não elimina a sua incerteza e os erros admissíveis associados ao mesmo, ou seja, na medição para faturamento de um determinado volume de petróleo, tão importante quanto um volume medido é a incerteza associada a este volume.

Desta forma, tendo em vista o volume de petróleo e derivados comercializados pelas grandes empresas do setor, a apuração inadequada das quantidades movimentadas pode representar perdas financeiras significativas, o que possibilita entender e justifica a importância dada ao assunto.

Além disso, a otimização do uso dos recursos logísticos disponíveis será fundamental no aumento da competitividade da companhia em um mercado em forte expansão. Nas operações de carga para transporte de petróleo e derivados, sempre são utilizados pelo menos quatro recursos logísticos. O carregamento de navio imobiliza pelo menos um tanque de terra, um duto por onde o produto é movimentado, o navio que recebe o produto e um píer no qual o navio está atracado.

Consideramos que, em um sistema logístico que trabalha próximo de sua capacidade operacional máxima, as tarefas competem entre si provocando filas, ou seja, os problemas provocados por atrasos muito provavelmente não se restringem a própria operação e tem reflexo nas operações seguintes no mesmo terminal e por vezes em outros pontos do sistema.

Diante deste cenário, verificamos que o problema não está somente em medir bem as quantidades de produto movimentadas, é preciso também medir rapidamente.

1.1. Objetivos gerais e específicos

Pretende-se, neste estudo, avaliar para o carregamento de um navio de petróleo com destino a exportação, a substituição dos processos de medição estática de produto por processos de medição dinâmica de produto, visando minimizar o tempo gasto com a liberação inicial e final do navio, aumentando a disponibilidade dos recursos logísticos envolvidos, e a confiabilidade das medições realizadas e conseqüentemente diminuindo a exposição a perdas contábeis devido a um faturamento a menor de uma carga comercializada.

Além disso, busca-se juntar o conhecimento técnico acumulado através de consultas a vasta documentação sobre metrologia aplicada a indústria de petróleo e gás como normas técnicas, procedimentos, leis, portarias e regulamentações, e através de um longo trabalho realizado pela Petrobras no controle de movimentações de petróleo e derivados e auditorias de perdas, incluindo visitas técnicas em instalações próprias e de terceiros, no Brasil e no Exterior, participação em grupos de trabalhos internos e externos com participação de outras instituições como o Inmetro, Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia e o IPEM, Institutos de Pesos e Medidas, visitas técnicas também a fabricantes de equipamentos, participação em Comitês no API - American Petroleum Institute e no EI - Energy Institute, etc.

A partir dos resultados dessa pesquisa, é esperado que seja possível responder as seguintes perguntas:

- A utilização da medição dinâmica dos volumes de petróleo expedidos para carregamento de navio com destino a exportação diminui o tempo gasto com a liberação inicial e final do navio?
- Adotando a medição dinâmica na comercialização de petróleo e derivados a Petrobras diminui sua exposição a erros de medição e conseqüentemente faturamentos equivocados?
- Os valores relativos a uma diminuição da exposição da companhia, citadas na pergunta anterior, justificam o investimento para implementar a medição dinâmica de produtos nos terminais a partir dos quais ela realiza suas exportações?

1.2. Estrutura da dissertação

No capítulo 2 será analisada de maneira geral uma operação de carregamento de petróleo em navio tanque com destino a exportação, descrevendo sucintamente as etapas envolvidas e mostrando como os processos de medição de produto impactam os procedimentos de liberação inicial e final do navio, podendo ser responsável por eventuais atrasos.

No capítulo 3 são analisados os processos de medição de petróleo para faturamento, incluindo uma descrição do processo de medições estáticas, em tanques do navio e em tanques de terra, e dos processos de medições dinâmicas realizadas em dutos, abordando principalmente procedimentos e equipamentos. Neste capítulo é dada atenção especial aos procedimentos relativos a arqueação de tanques para armazenamento de granéis líquido e a rastreabilidade metrológica dos instrumentos e equipamentos de medição.

Com base do conteúdo apresentado nos capítulos 2 e 3, no capítulo 4 é realizada uma análise sobre a diminuição do risco de ocorrência de sobre estadia e sobre a exposição a perdas de receita devido a incertezas de medição, por parte da companhia, devido a opção, pela Companhia, por determinado método de medição para faturamento. Analisaremos também as consequências dos atrasos provocados, como o aumento da sobre estadia e o risco de não atendimento a faixas de descarga previstas em contrato. Além disso, são apresentadas as limitações associadas a cada método analisado, verificando as incertezas associadas as medições estáticas e as medições dinâmicas.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões, com as respostas para as perguntas propostas no item 1.1, e recomendações resultantes dessa pesquisa. São apresentadas ainda propostas para a continuidade da pesquisa e outros objetivos a serem alcançados.

Após as conclusões e recomendações, são apresentadas as referências bibliográficas que foram citadas e apoiaram o desenvolvimento dessa pesquisa e um glossário com termos técnicos e siglas utilizados no texto.

2 Operação de carregamento de navio

Consideraremos aqui uma operação de carregamento de navio petroleiro com destino a exportação, na qual o navio chega para operar vazio, ou com pequena quantidade de produto remanescente, atraca no píer e é carregado a partir de produto estocado em tanques de terra de um terminal. Essa é considerada uma operação mais simples, existindo outras mais complexas como transbordo e a operação pulmão.

Definiremos também, que essa operação tem início no momento em que o navio completa sua atracação no píer do terminal e se encerra assim que ocorre a liberação final do navio, ou seja, é dada a permissão e as condições para que o navio inicie sua desatracação do píer. Esse tempo decorrido até que seja concluída a desconexão dos mangotes de carga é chamado de *laytime*.

O objetivo é mostrar que, agilizando parte das tarefas compreendidas na liberação inicial e final do navio, podemos diminuir o risco de ocorrência de sobre estadia, ou demurragem, que pode ser definida, em tradução livre do Black's Law Dictionary (2006), como a penalidade imposta ao afretador ou armador pela falha em carregar ou descarregar uma carga em um tempo determinado.

As distâncias das rotas percorridas e as características das operações nos terminais, como a demora para início do carregamento, interrupções em bombeios e diferenças em cláusulas contratuais, etc, podem explicar a incidência de sobre estadia (Mokia e Dinwoodie, 2002, p.39-49).

Já Reddy et al (2004, p. 1325-1341.), definem a sobre estadia de um navio petroleiro como um custo operacional fundamental no desenvolvimento de modelos de programação para atendimento de demandas de petróleo e que é desejável, nas operações, utilizar a máxima vazão de bombeio possível. Afirmam ainda, que nesse tipo de modelo, as formulações podem utilizar um valor de vazão fixo, que aproxime a operação teórica da real, mas que o aconselhável é utilizar uma variável para a vazão de bombeio, tamanha são as implicações que podem ocorrer nas operações reais.

Para as operações de compra de uma carga de petróleo, é acordada, entre cliente e fornecedor, uma faixa de carga e de descarga. Essa faixa compreende

o período no qual o navio terá que carregar ou descarregar o produto para o cliente.

De acordo com o previsto na Portaria nº 311 da ANP – Agência Nacional do Petróleo e B combustíveis, para todas as operações de descarga de petróleo importado é necessária a nomeação, por parte do importador, de uma firma inspetora independente, que é responsável por acompanhar toda a operação e emitir o relatório de inspeção, no qual são apresentados dados relativos à quantidade de produto descarregado, que é utilizado para pagamento de tributos aduaneiros, além de outros aspectos relativos à operação, como o registro de ocorrências operacionais, que é a seqüência cronológica dos acontecimentos desde a chegada do navio ao terminal até a sua partida. O relatório de inspeção apresenta também o registro de pressões, ou seja, o desempenho do navio e do terminal em relação às vazões de bombeio observadas durante o carregamento.

Esses documentos são utilizados para determinar se possíveis atrasos ocorridos durante a operação foram devidos a contingências do terminal ou do navio. Os atrasos devidos a contingências do terminal implicam em sobre estadia, que é custosa para o terminal e implica, ainda, em aumento da indisponibilidade dos recursos logísticos envolvidos para outras operações.

De acordo com a Norma Técnica Petrobras NBR – 2670 “Liberação de Navios”, revisão B, de 12/2012, com objetivo de apurar as quantidades a bordo e verificar se o navio está pronto para operar sob todos os aspectos, os representantes do navio e do terminal devem realizar a liberação inicial do navio, realizando as seguintes tarefas:

- reunião inicial (“*meeting*”) - ao ir a bordo, o representante do terminal deve entrar em contato com o oficial responsável pelas informações (imediato ou comandante) a serem prestadas e providências a serem tomadas pelo navio, ocasião em que devem ser acertados todos os detalhes da operação a ser realizada. Os representantes do terminal e do navio devem ter conhecimento prévio da quantidade e características dos produtos a serem movimentados. São discutidos ainda aspectos relacionados à vazão de bombeio, necessidade de adaptação das tomadas do navio aos mangotes de carregamento do terminal, frequência de operação dos rádios para comunicação, etc;

- inspeção de segurança operacional do navio - ISGOTT (*International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals*);

- leitura do calado avante, meia nau e a ré - este é um dos itens que impactam na medição de produto nos tanques do navio. O ideal é que todas as leituras sejam coincidentes e, dessa forma, o navio esteja em condições de

águas parêlas, o que dispensa a necessidade que se realize correções nas medições de nível de produto realizadas nos tanques do navio;

- recebimento de documentos e amostras da origem - no caso em que o navio que está sendo liberado para operar não apresenta quantidade remanescente de sua última viagem, é aconselhável que seja solicitada a especificação da última carga transportada. Isso pode vir a ser necessário em caso de contaminação da carga atual;

- assinatura e entrega de documentos - entre os documentos destacam-se a liberação do navio para operar;

- medição de nível do produto, água, temperatura e amostragem, quando houver, nos tanques do navio, e cálculos das quantidades encontradas a bordo - O terminal deve munir-se de todos os instrumentos e materiais necessários para a liberação (formulários, instrumentos, recipientes e outros) e, também, para eventual uso pelo navio na realização das medições, os quais devem estar devidamente calibrados e certificados por órgão competente e em perfeitas condições de funcionamento. No caso de utilização de firma inspetora, a mesma deve estar provida dos instrumentos e recipientes necessários, devidamente certificados.

Paralelamente aos aspectos operacionais discutidos na liberação inicial entre navio e terminal, são realizadas outras tarefas, principalmente relacionadas a atendimento a legislação brasileira. São exemplos a inspeção da ANVISA, Inspeção de Segurança Patrimonial - ISPS CODE, Liberação Aduaneira e Alfandegária.

A liberação inicial é sucedida pelos procedimentos de conexão dos mangotes do terminal nas tomadas do navio. O diâmetro e a quantidade do(s) mangote(s) utilizado(s) simultaneamente, além da pressão das bombas do navio, resultam na vazão de bombeio com que será realizado o carregamento do navio. No projeto de um navio, o parâmetro para determinação de bombas e das tomadas de carregamento é a capacidade de descarregar a sua carga máxima em um período de 24 horas.

Uma vez concluídos a conexão e os testes de segurança, inicia-se o carregamento do navio com o procedimento de deslocamento de linha, ou seja, o volume aproximado do duto que conecta os tanques de terra do terminal até o navio é bombeado para um dos tanques do navio e, após esse bombeio, é parada a operação e medido o volume expedido do tanque de terra e o recebido pelo navio. A comparação entre essas duas medições permite concluir qual a condição do duto antes do início da operação, se estava completo ou

parcialmente cheio de produto. Essa informação impacta diretamente o resultado da operação em termos de diferença entre as quantidades totais expedidas pelo terminal e as recebidas pelo navio.

Concluída a análise da operação de deslocamento de linha, é iniciado o carregamento do navio, de acordo com um plano de carga concordado entre navio e terminal. Durante o carregamento, são realizadas verificações, em intervalos não superiores a 1 hora, comparando as quantidades enviadas e recebidas. Para estimar essas quantidades não é necessário parar a operação, visto que são quantidades estimadas a partir de uma informação de nível de tanque que não tem a mesma precisão da apurada com trena certificada. Essa checagem tem como objetivo a segurança operacional, pois permite que vazamentos sejam identificados prontamente.

Após o fim do carregamento, é iniciada a liberação final do navio, que consiste basicamente em realizar a medição final dos tanques do navio, relacionada a quantidade recebida, e a medição final dos tanques de terra, relacionada a quantidade expedida. Essas quantidades são comparadas e se estiverem dentro de uma faixa de diferença aceitável é concluída a liberação final do navio, caso contrário, é realizada conferência dos cálculos, investigação sobre as causas e também pode ser realizada nova medição nos tanques do navio e nos tanques de terra. Na liberação final também são ratificados, por representantes do navio e do terminal, o registro de ocorrências operacionais e o relatório de pressões.

3 Medição de produto

Podemos classificar métodos de medição quanto à cinética do produto, enquanto ele está sendo medido, de forma simplificada, como se segue:

- Medição estática (em tanques de navios ou terra): realizada por diferença de nível antes e após a transferência, com o produto em repouso. As medições de nível são feitas com uso de trenas de profundidade em conjunto com tabelas volumétricas dos tanques, que, em função do nível medido, permitem o cálculo dos volumes inicial e final (antes e após a transferência) para a quantificação do produto transferido.

- Medição dinâmica: realizada ao longo da transferência, diretamente no duto em que o produto se desloca. O sistema de medição deve ser constituído de, no mínimo, um transdutor de vazão e dispositivos para calcular e indicar a quantidade, no final da transferência.

Com relação aos métodos de quantificação, temos:

- Quantificação volumétrica: a quantidade é apurada diretamente em volume, por meio de medição estática ou dinâmica, sendo esta última, com uso de medidores volumétricos.

- Quantificação volumétrica com base mássica: a quantidade é apurada primeiramente em massa e depois convertida em volume, dividindo-se a massa por uma massa específica representativa.

- Quantificação mássica direta: a quantidade é apurada diretamente em massa, por meio de balança (medição estática) ou medidor mássico (medição dinâmica).

- Quantificação mássica com base volumétrica: a quantidade é apurada primeiramente em volume e depois convertida em massa, multiplicando-se o volume por uma massa específica representativa da totalidade de produto transferido.

As medições de produtos para transferência de custódia, com ou sem fins comerciais, independente do modal (dutoviário, marítimo, rodoviário, ferroviário, etc.) são sujeitas a regulamentações de órgãos oficiais. Os principais dispositivos para este fim são: os Regulamentos Técnicos Metrológicos (RTMs), baixados pelo Inmetro, por meio de Portarias e as tabelas de conversão

volumétrica e de massa específica, oficializadas por meio de Resoluções da ANP.

Além destes preceitos básicos, um maior detalhamento e especificidade das regras, para cada tipo de transação (venda ou prestação de serviços), cliente ou produto envolvido, podem ser oficializados por meio de contratos que, em geral, definem os principais procedimentos e critérios para apuração de quantidades transferidas, com base em normas públicas ou corporativas, além de recomendações publicadas por instituições mundialmente reconhecidas e/ou acreditadas.

No caso das operações de transferência de custódia realizadas pela Petrobras, seguem alguns exemplos de documentos oficiais aplicados:

- Portaria Inmetro nº 64 de 2003: Referente a um RTM que estabelece as exigências metrológicas e as técnicas aplicáveis à medição dinâmica de líquidos em transferência de custódia, dentre outros tipos de medição. Este RTM abrange o petróleo, seus derivados líquidos e etanol.

- Resolução CNP nº 6 de 1970: ratificada pela ANP, esta Resolução aprova o uso de tabelas de conversão de volume e densidade para apuração de quantidades de petróleo e seus derivados.

- Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2000: estabelece o uso oficial de diversos capítulos do MPMS do API, dentre os quais o API MPMS 11.2.1M, para determinação do CPL para petróleo e derivados.

A Portaria Inmetro nº 319/09 contém as definições pertinentes ao VIM - Vocabulário Internacional de Metrologia de 2008, que é a versão vigente. A seguir, serão apresentadas algumas definições transcritas do VIM, relacionadas com os assuntos que serão tratados aqui. Também foram transcritos os exemplos e as notas mais relevantes para os assuntos tratados neste material.

- Exatidão de medição - Grau de concordância entre um valor medido e um valor verdadeiro de um mensurando.

- Erro de medição - Diferença entre o valor medido de uma grandeza e um valor de referência.

- Erro sistemático - Componente do erro de medição que, em medições repetidas, permanece constante ou varia de maneira previsível.

- Erro aleatório - Componente do erro de medição que, em medições repetidas, varia de maneira imprevisível.

- Erro Máximo Admissível (EMA) - Valor extremo do erro de medição, com respeito a um valor de referência conhecido, aceito por especificações ou

regulamentos para uma dada medição, instrumento de medição ou sistema de medição.

- Precisão de medição - Grau de concordância entre indicações ou valores medidos, obtidos por medições repetidas, no mesmo objeto ou em objetos similares, sob condições especificadas.

- Repetitividade de medição - Precisão de medição sob um conjunto de condições de repetitividade.

- Condições de repetitividade - Condição de medição num conjunto de condições, as quais compreendem o mesmo procedimento de medição, os mesmos operadores, o mesmo sistema de medição, as mesmas condições de operação e o mesmo local, assim como medições repetidas no mesmo objeto ou em objetos similares durante um curto período de tempo.

- Incerteza de medição - Parâmetro não negativo que caracteriza a dispersão dos valores atribuídos a um mensurando, com base nas informações utilizadas.

- Padrão (de medição) - Realização da definição de uma dada grandeza, com um valor determinado e uma incerteza de medição associada, utilizada como referência.

- Calibração - Operação que estabelece, em uma primeira etapa, e sob condições específicas uma relação entre os valores e as incertezas de medição fornecidos por padrões e as indicações correspondentes com as incertezas associadas; numa segunda etapa, utiliza esta informação para estabelecer uma relação visando à obtenção de um resultado de medição a partir de uma indicação. Convém não confundir a calibração com o ajuste de um sistema de medição, freqüentemente denominado de maneira imprópria de “auto-calibração”, nem com a verificação da calibração.

- Rastreabilidade metrológica - Propriedade de um resultado de medição pela qual tal resultado pode ser relacionado a uma referência através de uma cadeia ininterrupta e documentada de calibrações, cada uma contribuindo para a incerteza de medição. O International Laboratory Accreditation Cooperation (ILAC) considera que os elementos necessários para confirmar a rastreabilidade metrológica são uma cadeia de rastreabilidade ininterrupta a um padrão internacional ou a um padrão nacional, (...).

- Cadeia de rastreabilidade - Seqüência de padrões e calibrações utilizada para relacionar um resultado de medição a uma referência. Uma cadeia de rastreabilidade é definida através de uma hierarquia de calibração.

- Hierarquia de calibrações - Seqüência de calibrações desde uma referência até o sistema de medição final, em que o resultado de cada calibração depende do resultado da calibração precedente. A incerteza de medição necessariamente aumenta ao longo da seqüência de calibrações

Percebe-se, pelas definições do VIM, que os conceitos de exatidão e precisão, são diferentes e complementares para a análise de desempenho metrológico de um sistema de medição. Pode-se dizer, em uma linguagem informal e mais didática, que o primeiro indica o quanto a medição efetuada pelo sistema está próxima do valor verdadeiro e o segundo indica a capacidade deste sistema de apresentar medições com valores sempre próximos uns dos outros, se mantidas as mesmas condições de medição.

Os certificados de calibração são documentos essenciais para demonstração da rastreabilidade das calibrações e alguns requisitos mínimos devem ser considerados para que possam atender plenamente às exigências legais e metrológicas. Os principais requisitos para os certificados de calibração de instrumentos ou padrões de calibração são apresentados a seguir:

- Informações gerais - título identificando o documento como um certificado de calibração, nome e endereço do laboratório, código de Identificação do certificado e uso de método que assegure que cada página é parte dele, nome e endereço do cliente, descrição resumida do procedimento utilizado na calibração, resultados da calibração, com unidades de medida, incluindo a expressão da incerteza de medição expandida, nomes, funções e assinaturas das pessoas autorizadas a emitir o certificado de calibração e data da execução da calibração.

- Identificação do instrumento sob teste - Descrição do instrumento, fabricante/modelo, número de série (preferencialmente) ou TAG, intervalo de indicações e resolução.

- Rastreabilidade metrológica - O certificado deve identificar todos os padrões utilizados na calibração. Para cada padrão deve ser indicado também o número e a validade do seu certificado de calibração, bem como o laboratório em que foi calibrado. Caso este Laboratório não pertença à RBC – Rede Brasileira de Calibração, o certificado de calibração do padrão deverá ser anexado como documento complementar e analisado sob os mesmos critérios descritos acima, até que se comprove totalmente a rastreabilidade. Caso os certificados de calibração tenham sido emitidos por laboratórios internacionais, estes deverão ser acreditados por organismos que estejam relacionados no documento DOQ-CGCRE-007 – Informações sobre os Acordos de

Reconhecimento Mútuo no Campo da Acreditação, de 2009. Caso o certificado de calibração do instrumento sob teste apresente selo do Inmetro ou da RBC, a calibração pode ser considerada rastreável, porém é necessário verificar se o laboratório é credenciado para calibrar o tipo e a Intervalo de indicações do instrumento.

- Procedimento - O instrumento deve ser calibrado ao menos e preferencialmente na faixa de valores que irá operar, com no mínimo cinco pontos de teste igualmente espaçados, incluindo entre eles, os valores extremos da faixa. Os valores do erro sistemático e da incerteza de medição expandida devem ser exibidos para cada ponto de teste encontrado no conjunto de pontos. Estes valores devem resultar da calibração feita após ajuste no instrumento, caso tenha sido efetuado.

Além disso, a análise crítica deve considerar também inconsistências metrológicas, como: resultados improváveis (ex: erro zero em toda a faixa, sem que tenha sido feito algum ajuste), resultados incompatíveis com o tipo de instrumento calibrado, além da possibilidade de reutilização de resultados de uma calibração para as demais, no caso de envio de vários instrumentos iguais num mesmo lote de calibração, para um determinado laboratório.

3.1. Medição em tanques de navios

A medição de petróleo e derivados em navios é tema do capítulo 17 do API MPMS e trata dos mais variados assuntos relacionados à medição marítima. No Brasil, não há padronização ou regulamentação específica relativa aos procedimentos de medição em movimentação marítima para transferência de custódia. A Petrobras utiliza os padrões do API como referência para auditar os procedimentos utilizados nas medições de navios, assim como o tratamento dos dados de medição e a análise crítica da documentação gerada em uma operação de carga ou descarga.

Segundo Saraceni (2006, p.7-24), já em meados do século XIX, navios a vela transportavam suas cargas de petróleo em barris de madeira com capacidade de 42 galões em cada barril, de onde se origina a medida padrão utilizada na indústria do petróleo. Com a evolução dos barris aos tanques de carga a capacidade dos navios foi aumentando, sendo hoje classificados conforme a Tabela 1:

Tabela 1 - Classificação dos navios de petróleo quanto à capacidade (Barris)

Tipos de Navios - Petróleo	Capacidade (Barris)
ULCC – Ultra Large Crude Carriers	Acima de 2.000.000
VLCC – Very Large Crude Carriers	Acima de 1.200.000
Suezmax	800.000 a 1.200.000
Aframax	500.000 a 800.000
Post Panamax	300.000 a 500.000
Panamax	176.000 a 300.000
Handysize	Abaixo de 176.000

Além da necessidade do transporte de quantidades cada vez maiores de petróleo por navios, do aumento do preço do barril ao longo das décadas de 60 e 70, devido aos chamados choques do petróleo e da criação da OPEP - Associação dos Países Exportadores de Petróleo fez com que diferenças entre as quantidades carregadas na origem e descarregadas no destino implicassem em perdas financeiras, o que provocou desenvolvimento de tecnologias, equipamentos e procedimentos de medição.

No transporte marítimo, os armadores, proprietários dos navios, regularmente se excluía de responsabilidade por perda ou dano de carga. Em 1924, durante uma conferência em Bruxelas, foi realizado um esboço do que, em 1968 na Conferência de Haia, se tornou a atual legislação a respeito do transporte marítimo de mercadorias, chamadas Regras de Haia. Em 1971, o

Reino Unido adotou as Regras de Haia na sua legislação através do *Carriage Carriage of Goods by Sea Act (1992)*.

Segundo Matura et al (2009, p.2-6), as Regras de Haia (*Hague-Visby Rules*) representam a primeira tentativa da comunidade internacional de encontrar um meio eficaz e uniforme de lidar com os armadores. O objetivo das Regras de Haia era estabelecer a mínima obrigatoriedade de responsabilidade das transportadoras e hoje formam a base da legislação nacional nas nações mais importantes do mundo e abrangem mais de 90 por cento do comércio mundial. As Regras de Haia foram atualizadas por dois protocolos, mas nenhum deles abordou a cláusulas básicas de responsabilidade, que permanecem inalteradas.

Das Regras de Haia tem origem à expressão “*Half a per cent customary trading loss*”, ou seja, perdas de produto até 0,5 por cento são consideradas conformes. As principais causas de perdas apontadas no documento são: perda por evaporação, diferentes métodos de medição de volume ou massa nos portos de origem e destino, derrame de produto durante atracação, “*clingage*” de produto nas chapas do navio e remanescente não bombeáveis nos tanques do navio.

A quantificação de petróleo e derivados em um tanque é possível através de medições de nível, temperatura e densidade do produto, que possibilitam calcular o volume, a uma temperatura de referência, e a massa de produto armazenado, conforme Figura 1.

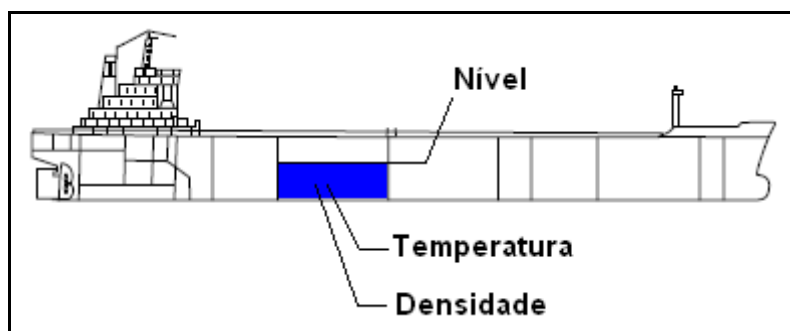


Figura 1 – Navio carregado e grandezas a serem medidas

Cada tanque da embarcação possui uma tabela de arqueação, que relaciona cada nível do tanque a um volume. Com isso, a partir da medição de nível obtém-se seu respectivo volume, a temperatura do produto. O arranjo dos tanques de um navio é mostrado na Figura 2.



Figura 2 - Vista superior dos tanques de um navio

A correção do volume obtido para a temperatura de referência requer a medição da densidade do produto na temperatura de referência e a medição da temperatura do produto.

3.1.1. Medição de nível em tanques de navios

A medição de nível em navios é realizada através de medidores automáticos de nível ou, manualmente, utilizando trena. A medição manual é mais indicada, tendo em vista que os medidores automáticos requerem acompanhamento e manutenção periódica, o que, em geral, é inviável para um navio. Com isso, a medição automática, Figura 3, é recomendada para fins de segurança operacional.

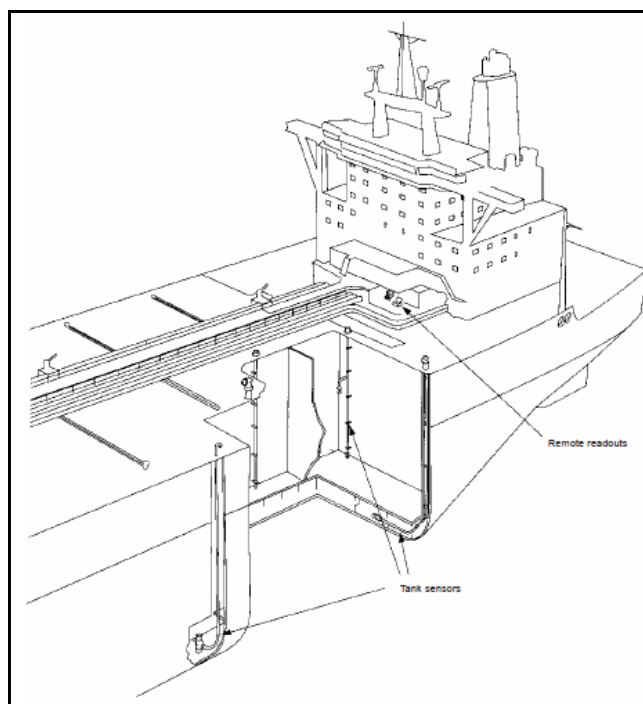


Figura 3 - Medidor automático de nível em navio

Existem duas formas de medir o nível de produto em tanques de embarcações: medição direta (*"innage"*); ou medição indireta (*"ullage"*). Na

medição direta a trena é descida até a mesa de medição, de modo que o prumo toca o fundo do tanque perpendicularmente, conforme Figura 4.

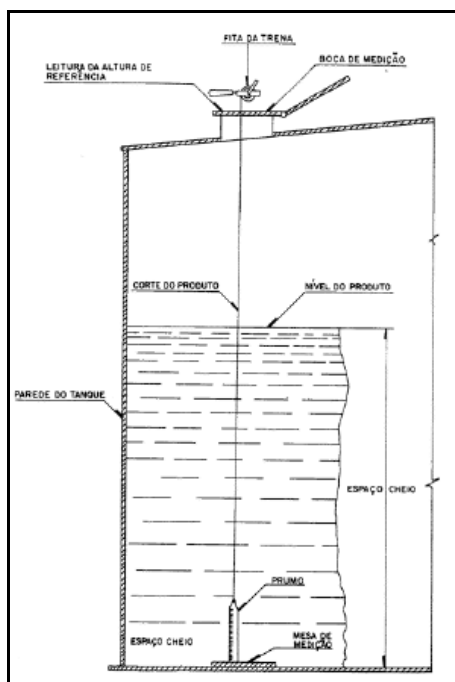


Figura 4 - Medição de nível direta – “Innage”

Ao subir a trena até a boca de medição, o corte do produto na graduação do instrumento, cuja leitura é facilitada com o uso de pasta indicadora, aponta o nível de produto no tanque.

Na medição indireta, a trena é descida até um determinado ponto em que se tem certeza que há produto, conforme Figura 5. Em geral, essa informação é obtida através do medidor automático de nível, cuja leitura é indicada no painel na sala de controle do navio.

Após descer a trena até o ponto desejado (atingindo o nível de produto) deve-se mantê-la perpendicularmente ao ponto de referência demarcado na boca de medição e realizar a leitura do ponto em que a referência toca o instrumento, o que chamaremos aqui de L1. Ao subir a trena até a boca de medição, faz-se a leitura do corte de produto na graduação do instrumento, cuja leitura é facilitada com o uso de pasta indicadora, aqui chamado de L2. A subtração de L1 por L2 indica o nível do tanque que não contém produto.

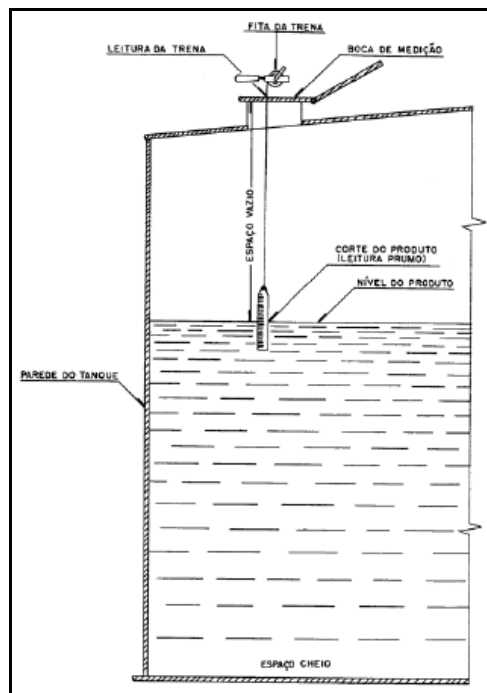


Figura 5 - Medição de nível indireta – “Ullage”

A boca de medição do navio deve possuir um ponto de referência, Figura 6, cuja altura em relação ao fundo do tanque é conhecida. Chamada altura de referência. A subtração da altura de referência pelo nível do tanque que não contém produto indica o nível de produto no tanque.

À medida que os tanques recebem e expedem produtos ocorrem deformações em sua estrutura resultando em variação da altura de referência. Em função disso, recomenda-se medir a altura de referência do tanque, aplicando-a no cálculo de quantidades.

Recomenda-se que, para medição de derivados claros, a pasta indicadora fique em contato com o produto por no mínimo 10 segundos, enquanto que para petróleos pesados e derivados viscosos, o tempo de imersão seja de 1 a 5 minutos, conforme Figura 7.



Figura 6 - Boca de medição com referência

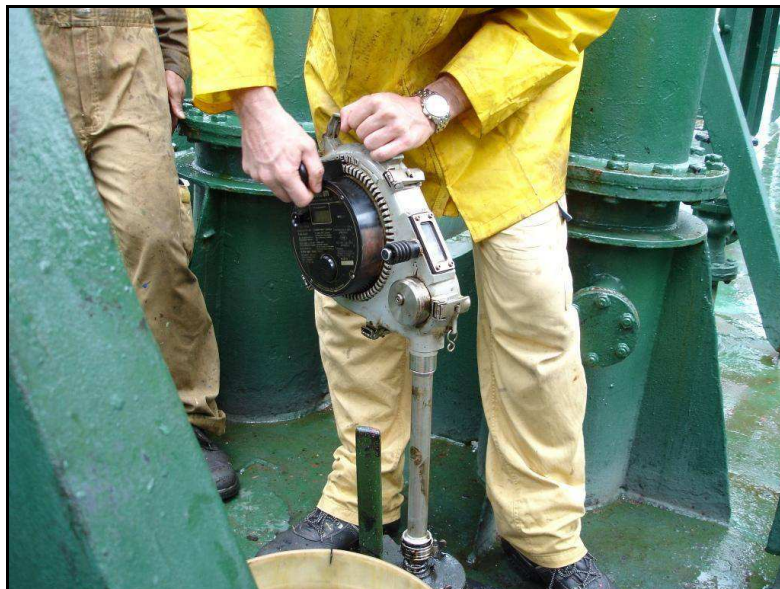


Figura 7 - Fita termométrica acoplada à boca de medição

No entanto, por motivo de segurança, o protocolo MARPOL nº 73 de 1978 determina que os navios novos com porte bruto superior a 20.000 TPB e os existentes com mais de 40.000 TPB devem ser construídos ou equipados com sistema de gás inerte, o que não permite a abertura da boca de medição para proceder a medição manual, sendo possível, nesses casos, somente a medição indireta. A seção 11 do capítulo 17 do API MPMS trata da manutenção e calibração dos equipamentos de medição para navios com sistema de gás inerte.

3.1.2. Medição de água livre e BSW

Na movimentação marítima de petróleo e derivados a medição deve levar em consideração a possibilidade da presença de água e BSW (*bottom, sediments and water*).

A presença de água e BSW no petróleo deve-se ao fato de que o comportamento padrão esperado para um reservatório de óleo é que haja a produção de óleo, gás natural e água. Além disso, a utilização de fluido de perfuração a base de água e o processo de completação de poços com fluidos em meio aquoso favorecem a ocorrência de água e BSW no petróleo.

Em função disso, para cada medição realizada deve-se apurar a presença de água livre nos tanques de bordo, que pode ser realizada de forma direta ou indireta, conforme Figura 8. A medição de água deve ser realizada utilizando-se uma pasta indicadora, conforme Figura 9. No entanto, utilizam-se também as fitas termométricas que emitem sinal sonoro ao encontrar a interface óleo-água.

Desta forma o nível medido, descrito no item 3.1.1, subtraído pelo nível medido de água, consiste no nível de produto a bordo, sendo que este nível é o que deve ser utilizado para o cálculo de quantidades de produto. O BSW consiste em água e sedimentos emulsionados no produto, e o seu resultado é expresso em percentual mássico, apurado em análise laboratorial.

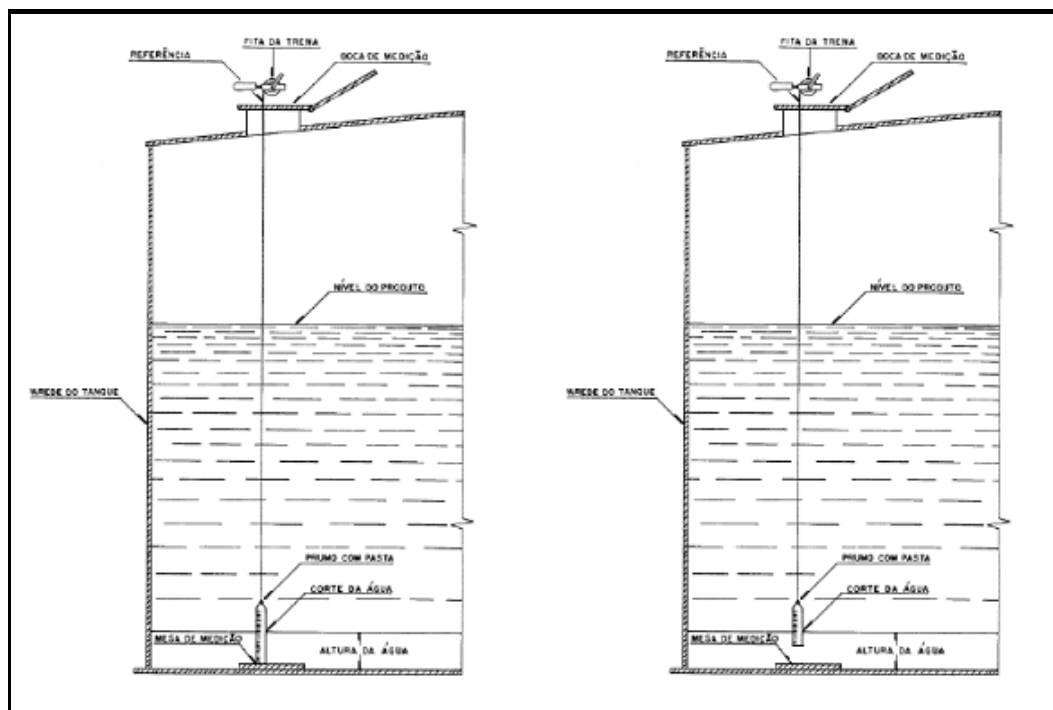


Figura 8 - Medição direta e indireta de água.



Figura 9 - Prumo da trena com pasta d'água

3.1.3. Medição de temperatura

O API MPMS recomenda que a medição de temperatura deva ser feita apenas no nível intermediário de produto para os casos em que a capacidade do tanque é inferior a 5 (cinco) mil barris (aproximadamente 795 m³), ou para os tanques com capacidade superior a 5 mil barris nos casos em que o nível de produto é inferior a 3 metros. Nos casos em que a capacidade do tanque é superior a cinco mil barris e o nível de produto é superior a 3 metros, faz-se a medição de topo, meio e fundo, conforme Tabela 2. Neste caso, aplica-se a média das temperaturas obtidas para o cálculo de quantidades:

Tabela 2 - Tomada de temperaturas para cargas líquidas

		Topo	Meio	Fundo
Tanques com capacidade menor ou igual a 5 mil barris			X	
Tanques com capacidade maior do que 5 mil barris	Nível de produto inferior a 3 metros		X	
	Nível de produto superior a 3 metros	X	X	X

Quando a variação de temperatura entre dois pontos for superior a 3 °C, recomenda-se a apuração em mais pontos, de modo que os mesmos estejam igualmente espaçados.

O tempo de imersão depende do tipo de produto transportado, de modo que para produtos não-aquecidos, recomenda-se um tempo de 5 minutos para produtos não-aquecidos e 15 minutos para produtos aquecidos.

3.1.4. Amostragem de produto em tanque de navio

A apuração da densidade do produto a bordo é imprescindível para o cálculo de quantidades. O valor da densidade é resultado de análise laboratorial. A qualidade desta análise, isto é, o quanto é representativa do todo, depende da qualidade da amostragem realizada a bordo. Com isso, além da importância para as análises de qualidade do produto, o procedimento de amostragem tem relevância para a quantificação do produto, principalmente para aqueles comercializados em massa.

A amostragem em navios deve ser realizada por níveis, preferencialmente, ou corrida, com volume mínimo de 500 mL. No caso de amostragem por níveis, as mesmas devem ser retiradas conforme a Tabela 3, utilizando frascos de vidro claro ou âmbar, que devem estar limpos, isentos de umidade e poeira e com respectiva tampa. Antes da coleta, recomenda-se rinsar o frasco ou lavá-lo internamente com um pouco do produto a ser amostrado e descartá-lo. Após a rinsagem ou garantia de frascos adequadamente limpos, pode-se iniciar a amostragem.

Tabela 3 - Amostragem por nível em navios

Altura do produto no tanque	Nº mínimo de amostras	Nível para coleta de amostra
Altura > 4,5 m	3	- no meio do terço superior do produto - na meia altura do produto - no meio do terço inferior do produto
3 < Altura < 4,5 m	2	- no meio da metade superior do produto - no meio da metade inferior do produto
Altura < 3 m	1	- na meia altura do produto

Caso seja verificada a presença de água livre na amostra, isso deve ser registrado e considerado na análise laboratorial.

As informações mínimas que devem constar da etiqueta colada ao frasco de amostra são as seguintes: nome do produto, número de identificação da

amostra, origem/unidade operacional, data/hora amostragem; operador, tipo de amostragem (superior, meio, inferior, linha, primeiro pé, primeiro jato ou composta), local (identificação do tanque, navio, caminhão, duto, ponto do duto ou lastro), responsável pela amostragem, além de data e hora do recebimento no laboratório. Amostras compostas devem ser preparadas em laboratório, considerando os volumes proporcionais de produto. As amostras-testemunho, amostras guardadas para análises adicionais futuras ou para re-análises fim de equacionar dúvidas, devem ser assinadas e lacradas.

3.1.5. Correção de trim e banda

A correção de trim objetiva compensar o fato da embarcação, eventualmente, não estar em perfeita posição horizontal em relação à lâmina d'água. Em geral, as tabelas de arqueação das embarcações de menor porte contêm os respectivos volumes para cada valor de trim.

O valor do trim consiste na diferença de nível entre a proa e a popa do navio em relação à lâmina d'água. O capítulo 12.1.1 do API MPMS recomenda o cálculo do trim, conforme a seguir:

$$Sc = S \pm \left(\frac{(L \times T)}{LBP} - \frac{(\langle D - S \rangle \times T^2)}{(LBP)^2} \right)$$

Onde:

D ≡ altura a partir do ponto de referência (m)

S ≡ nível de produto medido (m)

L ≡ distância do entre o ponto de medição e o centro do tanque (m)

Sc ≡ medição corrigida pelo trim (m)

LBP ≡ comprimento entre as paredes perpendiculares ao fundo do tanque (m)

T ≡ Trim

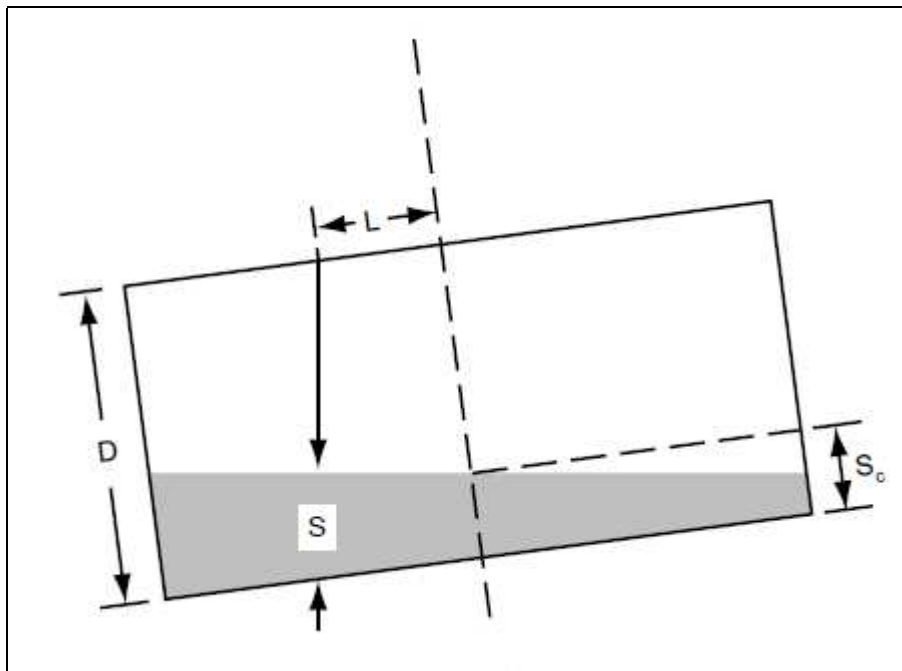


Figura 10 - Variáveis para o cálculo de trim

A correção de banda objetiva compensar o fato da embarcação não apresentar o seu plano vertical em posição perpendicular à lâmina d'água, conforme Figura 10.

A medida da banda se dá através de um medidor de inclinação instalado a bordo, ou pela diferença de medição de nível entre bombordo e boreste. O capítulo 12.1.1 do API MPMS recomenda o cálculo de banda, conforme a Figura 11:

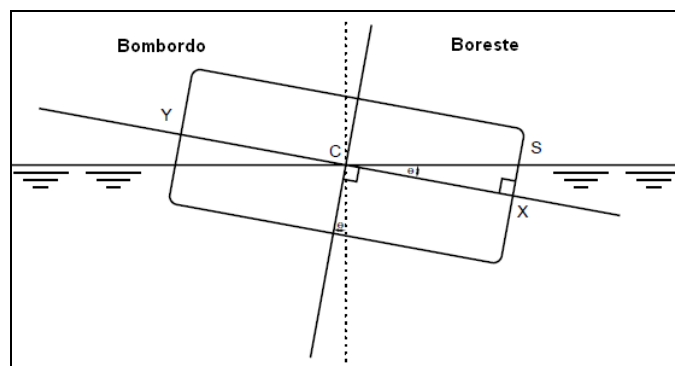


Figura 11 - Variáveis para o cálculo de banda

$$\text{tg } \theta = \text{SX} / \text{CX} = (\text{Boreste} - \text{Bombordo}) / \text{XY}.$$

De modo que o ângulo θ é a medida de banda do navio. Combinando as correções de trim e banda, a medição de nível fica conforme Figura 12:

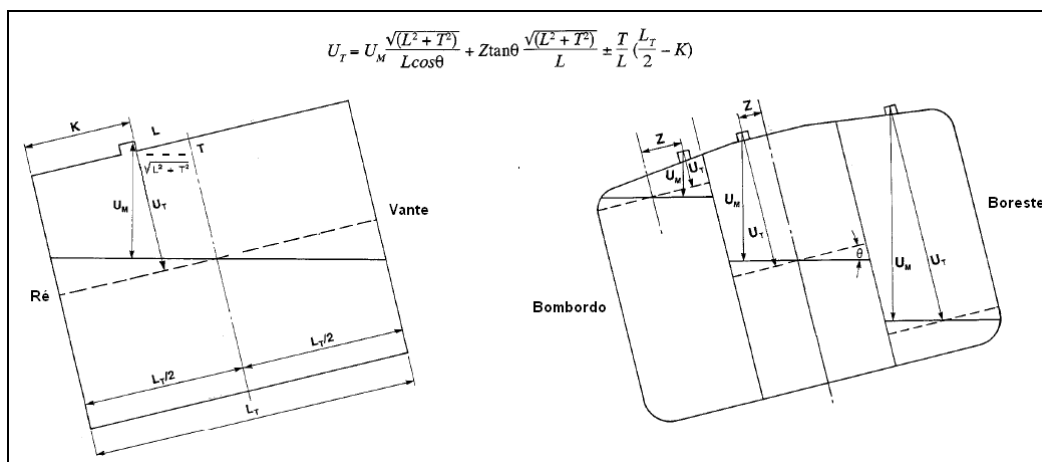


Figura 12 - Correção de trim e banda

3.1.6. Remanescente a bordo

A seção 4 do capítulo 17 do API MPMS trata especificamente da apuração de remanescente de produto a bordo, que deve ser realizada antes da operação de carregamento e após a operação de descarga.

A medição de remanescente deve ser feita de forma direta aplicando-se os mesmos procedimentos já descritos no item 3.1. No entanto, quando o volume de remanescente não é o suficiente para permitir a apuração da temperatura do produto considera-se que o volume apurado à temperatura do produto, como o próprio volume a temperatura de referência.

3.1.7. FEN – Fator de Experiência do Navio

Em toda operação de transferência de produto há diferença entre as quantidades apuradas na expedição e no recebimento. Nas operações de carga e descarga de navios não é diferente.

A tabela de arqueação de um navio é elaborada com base no seu projeto e/ou a partir de interpolação com base e volumes padrões conhecidos, sendo utilizada por tempo indeterminado sem revisão. Diferentemente do que ocorre com as tabelas dos tanques de terra, onde as tabelas de arqueação possuem prazo de validade, sendo freqüentemente revalidadas ou revisadas quando da rearqueação dos tanques.

Em função disso, para qualquer navio é possível estabelecer um fator que corrige a tendência da embarcação em apurar quantidades a maior ou menor em relação às medições de terra realizadas nos portos anteriores. Este fator denomina-se Fator de Experiência do Navio, e é aplicado como divisor das quantidades apuradas a bordo.

O FEN consiste na compilação das últimas 20 viagens realizadas pelo navio, as quais são classificadas, individualmente, em “qualificadas” ou “não qualificadas” para composição na base de dados do cálculo. A seção 9 do API MPMS trata do cálculo e da aplicação do FEN. Deve-se atentar também para que a base de dados não contenha:

- Viagens realizadas logo após docagem;
- Viagens realizadas antes de docagem, desde que não tenha havido nenhum reparo/mudança estrutural significativa nos tanques do navio durante a docagem;
- Viagens em que se têm conhecimento que a medição de bordo não é confiável.

Nenhuma viagem deve ser excluída da base de dados que não seja devido a algum dos itens citados. Segue o procedimento para o cálculo do FEN:

a) Listar as últimas 20 viagens realizadas pelo navio, ou o máximo de viagens possíveis, mas não mais do que 20 viagens. Atentar para que todas estejam na mesma unidade;

b) Calcular a razão bordo/terra para cada viagem, arredondando o valor para cinco casas decimais;

c) Desqualificar os valores menores do que 0,98000 e maiores do que 1,02000;

d) Com os dados das viagens remanescentes, calcular a razão:

$$\Sigma \text{ Bordo} / \Sigma \text{ Terra};$$

e) Desqualificar as viagens em que a razão bordo/terra estiver fora da faixa de $\pm 0,30\%$ em torno da razão calculada no item d;

f) Caso tenham restado 5 ou mais viagens, utilizar apenas estas para o cálculo do FEN, que consiste na razão $\Sigma \text{ Bordo} / \Sigma \text{ Terra}$;

g) Caso tenham restado menos do que 5 viagens, não é possível o cálculo de um FEN válido;

h) O valor obtido no item f deve ser arredondado para quatro casas decimais.

Apesar de denominado “Fator”, o FEN é aplicado como um divisor da quantidade apurada a bordo.

3.2. Medições estáticas de tanques de terra

3.2.1. Arqueação dos tanques de terra

O problema da medição de grandes quantidades de líquidos em tanques para armazenamento não é simples, envolve engenharia de precisão e cálculos complexos, além da habilidade e experiência no uso de equipamentos cuidadosamente padronizados e calibrados. Tais condições podem fazer grande diferença na apuração de volumes armazenados e, em um mundo onde as margens nos negócios estão encolhendo, os benefícios de uma arqueação precisa em tanques para armazenamento de petróleo são essenciais.

Ao contrário do que vimos a respeito dos tanques para armazenamento em navios, os tanques de terra são submetidos a arqueações regulares. Segundo Chan (2003, p.2), a arqueação de um tanque é um conjunto de operações realizadas com o objetivo de determinar o seu volume interno em um ou vários níveis, obtendo-se ao final uma tabela que correlaciona níveis de produto a volumes, sendo possível determinar o volume de produto transferido a partir da medida de diferença de nível.

Imperceptível a olho humano, os tanques sofrem expansão e contração, devido à pressão hidrostática do produto armazenado e a temperatura de trabalho em funcionamento regular, além de inclinação e assentamento. Soma-se a isso, o fato de tanques de armazenamento não serem cilindros perfeitos e existirem muitas variáveis que podem alterar o seu formato, como sobre saltos devido à soldagem das chapas, durante a sua construção e seu uso. Além disso, quaisquer mudanças estruturais ou reparos feitos nos tanques provocam a necessidade de uma nova arqueação.

A OIML - Organização Internacional de Metrologia Legal é o órgão internacional que tem como objetivo harmonizar os procedimentos utilizados na metrologia legal em nível mundial. O Brasil é signatário à OIML, e, por isso, nossas regulamentações baseiam-se nas recomendações daquele órgão, sendo o Inmetro responsável por organizar e executar essas atividades. As normas ISO, da Organização Internacional para a Padronização, têm como objetivo o desenvolvimento de padrões e atividades que sejam aceitos internacionalmente, de forma a facilitar as relações comerciais internacionais. No Brasil, a ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas, é o órgão responsável por essas atividades no país. As atividades de metrologia legal, no Brasil, incluindo-se aí a atividade de arqueação de tanques, são de responsabilidade do Inmetro, que

atua como executor das mesmas juntamente com os órgãos metrológicos estaduais, também conhecidos como IPEM. Os IPEM's constituem a RBMLQ-I, Rede Brasileira de Metrologia Legal e Qualidade – Inmetro. Oliveira et al (2010) afirma que o Inmetro trabalha para assegurar que a metrologia legal seja uniformemente aplicada através do mundo, realizando um papel ativo em cooperação com o Mercado Comum do Sul (Mercosul) e a OIML. A Figura 13, ajuda a compreender como funciona a referência internacional dentro da metrologia legal.

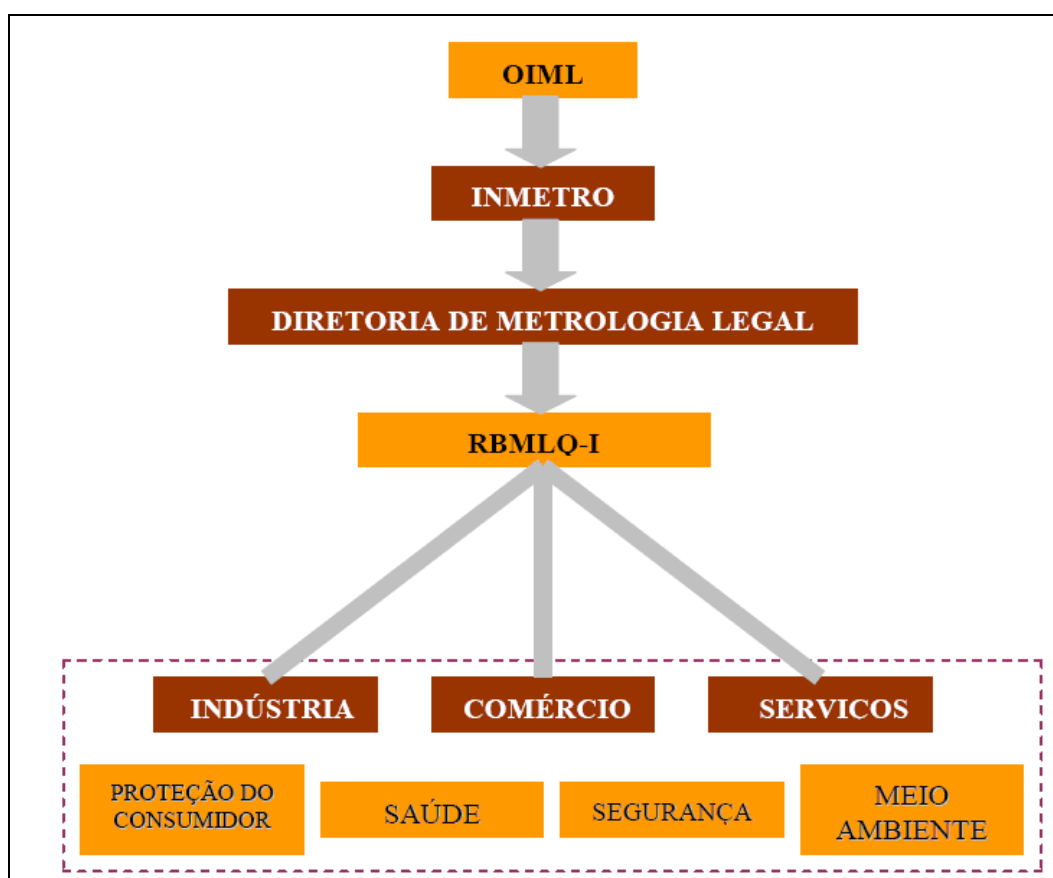


Figura 13 - Modelo de campo de ação metrologia legal (Oliveira et al, 2010)

A OIML R71 é um modelo regulatório que estabelece as características metrológicas de instrumentos de medição e especifica métodos e equipamentos para verificar sua conformidade. Suas principais recomendações são relacionadas a classificação e descrição dos tanques utilizados para armazenamento conforme sua forma (ponto de referência de medição, meios utilizados para medição de nível, tipos de líquidos armazenados e condições de uso), a unidade de medida definida pelo Sistema Internacional de Unidades (SI), as características técnicas dos tanques de armazenamento, as características

metrológicas dos tanques, ao controle metrológico e as informações adicionais para tipos específicos de tanques

Segundo a OIML R 71 a arqueação consiste em consultar os desenhos, examinar os dados técnicos, efetuar as medidas de campo, calcular e interpretar os resultados e preparar a tabela de arqueação que consiste em determinar volume em função de altura de produto. No processo de uma nova arqueação, deve ser analisada a aparência externa e seguir os mesmos passos da primeira arqueação. O critério para se executar uma nova arqueação pode ser devido ao tanque sofrer qualquer acidente, modificação ou deformação que altere suas características metrológicas ou pode ser o final do período de validade da última arqueação. Segundo a portaria Conjunta ANP/Inmetro, o prazo de validade para uma nova arqueação realizada com o tanque fora de operação, aberto, é de 10 (dez) anos, enquanto que para novas arqueações realizadas com o tanque em operação é de 5 (cinco) anos.

A Tabela 4, extraída do Estudo Comparativo dos Métodos de Arqueação de Tanques Cilíndricos Verticais definidos pela Norma ISSO- 7507, realizado em parceria entre Petrobras e Inmetro, apresenta os métodos disponíveis para arqueação de tanques cilíndricos verticais e também uma comparação entre eles:

Tabela 4 - Comparação dos métodos de arqueação de tanques cilíndricos verticais

	Cintamento	Linha de referência óptica	Triangulação óptica	Interno com estação total	Externo com estação total
Método dominado no Brasil	x				
Escalada do tanque não é necessária			x	x	x
Método de medição simples	x	x		x	x
Modelo matemático simples	x	x			
Avalia o erro de forma do tanque		x	x	x	x
Aplicável a tanques com teto/selo flutuante e tanques cheios	x	x	x		x
Equipamento de baixo custo	x				

A tabela 5 apresenta resumidamente o objetivo de cada método e as respectivas normas associadas.

Tabela 5 – Métodos para arqueação de tanques de terra

Método	Objetivo	Normas
Trena ("Strapping") ou Cintamento	Efetuar a arqueação dos tanques a partir de medidas da circunferência externa do tanque utilizando-se uma trena calibrada	ISO 7507-1, API MPMS Sec 2.2 A e Petroleum Measurement Manual: Part II - Tank Calibration – Section 1
Linha de Referência Ótica (ORLM)	Efetuar a arqueação dos tanques cilíndricos verticais internamente ou externamente utilizando-se um teodolito que fornece uma linha vertical de visão e um <i>trolley</i> ou carrinho magnético que se movimenta ao longo e em torno do costado do tanque	ISSO 7507-2 e API MPMS Sec 2.2 B
Triangulação Ótica (OTM)	Efetuar a determinação de ângulos e distâncias utilizando-se um ou dois teodolitos	ISO 7507-3
Alcance Eletro-Ótico Interno e Externo (EODR)	Extensão do método de triangulação ótica, com a vantagem de ser feita a medida da distância entre o teodolito e diversos pontos marcados no tanque	ISO 7507-4 (método interno) e ISO 7507-5 (método externo)

Atualmente a arqueação de tanques realizada pelo Inmetro adota o método que utiliza uma trena calibrada para medir a circunferência externa do tanque ou método de cintamento.

3.2.1.1. Método do cintamento (*Strapping method*)

A norma ISO-7507 descreve um método para a calibração de tanques verticais cilíndricos, a partir de medidas da circunferência externa do tanque utilizando-se uma trena devidamente calibrada, incluindo as correlações a serem feitas e os cálculos que levam a elaboração da tabela de capacidade do tanque. Para este método, é permitida uma inclinação do tanque em relação à vertical de até 3%, desde que uma correlação dessa inclinação seja considerada.

Na calibração de tanques para armazenamento, todo cuidado deve ser tomado, observando-se todos os detalhes contidos na norma, a fim de se obter uma tabela que relacione níveis de produto com volumes com uma incerteza aceitável. Seguem alguns detalhes que devem ser observados segundo a ISO 7507-1:

- Todas as medidas devem ser cuidadosamente realizadas e registradas exatamente conforme suas leituras. As correções que forem necessárias devem ser registradas separadamente. Se alguma ocorrência incomum for observada durante o processo, essas ocorrências devem ser registradas e a calibração deve ser repetida, se necessário.

- Se o tanque está apenas ligeiramente distorcido, serão tomadas medidas adicionais suficientes que permitam o cálculo de sua tabela de capacidade. Nesses casos, as notas devem incluídas com as razões para as medidas extras.

- Para garantir a precisão e reprodutibilidade das leituras, devem ser removidos nódulos de escala, pintura, etc., que possam interferir com a medição, ou a posição do equipamento de medição deve ser ajustada adequadamente.

- Se desenhos para o tanque estão disponíveis, todas as medições relevantes devem ser comparadas com as dimensões correspondentes mostradas nos desenhos. Qualquer medição que resultar em uma diferença significativa deve ser comunicada e, se necessário, repetida.

- Se a calibração de um tanque é interrompida, pode ser retomado em data posterior, desde que:

- Se há mudança de equipamento ou pessoal, deverá ser realizada uma quantidade de medições que garanta que os resultados obtidos antes da mudança estejam correlacionados dentro das tolerâncias estabelecidas no presente método;
- Se todos os registros de trabalho estão completos e legíveis;
- Se não houve variação substancial no nível do produto;

- Se variação entre a média das temperaturas atmosféricas e do líquido é inferior a 10 °C do das médias registradas durante o período anterior de trabalho.

Ainda, é aconselhável que o tanque, para a realização da arqueação, seja cheio até a sua capacidade normal de trabalho pelo menos uma vez antes da calibração e deixado em repouso durante pelo menos 24 horas. Se o tanque não for calibrado vazio, a temperatura, o nível e a densidade do produto no momento da calibração devem ser anotados. No entanto, a temperatura da superfície da parede pode diferir em até 10 °C entre a medição realizada na parte vazia e na parte cheia, ultrapassando este limite, o tanque deverá ser completamente cheio ou vazio. Transferências de líquido durante a calibragem não podem ser realizadas e a temperatura ambiente, antes e após a calibração, deve ser registradas.

3.2.1.1.1. Medições de circunferência

As medidas da circunferência externa do tanque devem ser tomadas utilizando uma trena calibrada segundo requisitos previstos na norma ISO 7507-1, chamada trena de cintamento. Entre os requisitos, é exigido que a trena seja calibrada em laboratório a 20 °C e em uma tensão de 50 N.

Estamos analisando o caso em que as medições realizadas nos tanques para armazenamento são utilizadas como referência e têm finalidades legais. A quantidade de medições e a posição onde estas medições devem ser realizadas são mostradas a seguir:

- Para os tanques rebitados devem ser tomadas três medições por anel, sendo uma entre 100 mm e 150 mm acima do nível da parte superior do ângulo de fundo do tanque, e 100 mm a 150 mm acima da aresta superior de cada sobreposição horizontal entre os anéis, uma na posição central do anel e uma 100 mm a 150 mm abaixo da aresta inferior de cada sobreposição horizontal entre os cursos e 100 mm a 150 mm abaixo do nível da parte mais baixa do ângulo de topo.

- Para os tanques soldados: três ou mais níveis, como indicado para tanques rebitados, mas o nível superior e inferior deverão ser medidos 270 mm a 330 mm a partir do ângulo inferior, ângulo de topo ou costuras horizontais.

Se a fita cruza obstruções, tais como projeções, acessórios, juntas soldadas, etc, isso fará com a trena não esteja em contato com a superfície do tanque durante todo o percurso, resultando em uma medição circunferencial

errônea. Para evitar este erro, a recomendação é utilizar correlações para ajustar a circunferência medida a este efeito.

3.2.1.1.2. Procedimento para as medições

A fita deve ser colocada na altura determinada, em posição paralela a costuras horizontais do tanque. É recomendado que a trena utilizada seja capaz de rodear completamente o tanque e, nesse caso, deve-se passar a fita da trena em torno do tanque, segurá-la de modo que a graduação zero esteja uma distância mínima da costura vertical do tanque de um terço do comprimento da placa, e trazer a outra extremidade da fita até o ponto de graduação zero. Então, deve-se aplicar a tensão de cintamento especificada para a trena e garantir que está sendo transmitida ao longo do comprimento da fita de cintas. Por fim, efetuar a leitura diretamente a partir da parte da fita que está oposta a marca zero registrando a leitura.

As medições devem ser lidas com a precisão de 1 mm e, para analisar a necessidade de se repetir as medições, a norma determina a tolerância admitida para caso, conforme a Tabela 6:

Tabela 6 - Tolerâncias para repetibilidade de medições

Circunferência (m)	Tolerância (mm)
Inferior a 25	±2
Entre 25 e 50	±3
Entre 50 e 100	±5
Entre 100 e 200	±6
Acima de 200	±8

Para a determinação dos volumes adicionais e mortos, nos casos em que a medição direta não é possível, os desenhos de projeto devem ser considerados. Corpos que acarretem numa variação de até 0,005% no volume total do anel podem ser desconsiderados. Da mesma forma, a determinação do fundo e do teto flutuante, ou selo flutuante, podem ser feitos de duas formas diferentes, geométrica ou volumétrica.

Em relação à determinação do volume do teto flutuante, deve ser considerada a metade da massa da escada de acesso, caso fixa ao teto, a metade da massa dos acessórios, caso sustentado parcialmente pelo teto, e todos acessórios fixos ao teto. O efeito do teto flutuante no volume de líquido deve ser apresentado em alguma destas formas: como uma tabela suplementar fornecida junta com a tabela volumétrica ou na própria tabela volumétrica. E,

caso o fluido de operação seja diferente do utilizado na calibração, deve-se fazer a correção do volume em função da massa específica.

A Tabela 7 mostra de maneira resumida as incertezas associadas as medições realizadas no tanque no Método de Cintamento e a tolerância prevista na norma ISO 7507-1:

Tabela 7 - Incerteza de medição associada ao método de cintamento.

Medição realizada	Tolerância
Circunferência (mm)	$\pm 1,0$
Altura do anel (mm)	$\pm 5,0$
Temperatura (°C)	---
Espessura de chapa (mm)	$\pm 0,5$
Volumes adicionais e mortos (mm)	$\pm 5,0$
Obstrução total (mm)	$\pm 1,0$
Fundo (L)	---

3.2.2. Medição de nível e temperatura em tanques de terra

As medições de nível e temperatura nos tanques de terra podem ser realizadas manualmente, com a utilização de trena de profundidade e termômetro, seguindo procedimento análogo ao visto no item 3.1.1 e 3.1.3, ou utilizando medidores automáticos de nível e temperatura, que garantem alta exatidão em transferências de custódia. A seguir, apresentaremos resumidamente as condições de instalação e montagem que podem influenciar na exatidão dos medidores automáticos.

3.2.2.1. Medidor automático de nível

O medidor automático de nível em tanques atmosféricos, radar ou servo operado, chamado ATG (*Automatic Tank Gauge*), é um instrumento que mede automaticamente e mostra o nível do líquido continuamente, periodicamente ou sob demanda.

A exatidão global da leitura de nível é limitada pelos erros intrínsecos ao equipamento, ao método de instalação, aos efeitos das variações das condições operacionais e das variações das propriedades físicas e elétricas do líquido e/ou vapor e considerando ainda a calibração de fábrica (comparação de nível entre o ATG e um instrumento certificado). A exatidão global do ATG instalado para serviços de transferência de custódia não deve divergir mais do que ± 4 mm em relação à mesma medição realizada com um instrumento calibrado.

O local de montagem pode afetar a exatidão do equipamento. Este local deve permitir que o medidor possa ser facilmente verificado pela medição manual. É essencial a estabilidade tanto do local de montagem (mínimo de movimento vertical em relação à referência do tanque) quanto da mesa de medição. Se a mesa de medição é comprovadamente estável, esta pode ser utilizada para verificação da estabilidade da instalação do medidor. Esta estabilidade pode sofrer influência da troca do líquido armazenado, pressão de vapor e/ou da carga sobre o teto do tanque.

Os medidores automáticos para medição de espaço vazio (*ullage*) são projetados para medir a distância a partir do ponto de referência do medidor até à superfície do líquido. Esses medidores medem o nível de líquido contido no tanque de forma indireta. Para maior exatidão, o medidor automático de nível que mede espaço vazio deve ser instalado sobre um suporte próprio, ou seja, um tubo de medição perfurado. Esta instalação confere maior exatidão pelo fato do tubo de medição estar suportado em uma localização estável e, portanto, o movimento vertical do medidor ser minimizado, independentemente do nível do líquido contido no tanque. Quando suportados sobre o teto do tanque fixo ou com suporte para tetos fixos ou flutuantes, estão mais suscetíveis a movimentos verticais do equipamento, mas podem ser usados para transferência de custódia desde que atenda aos requisitos de exatidão proposto para serviços de transferência de custódia.

Os medidores automáticos para medição de espaço cheio (*innage*) são projetados para medir diretamente o nível de líquido contido no tanque. Esses medidores são menos propensos a problemas de instabilidades do tanque que podem causar erros na medição do nível, porém a estabilidade da mesa de medição é fundamental para confiabilidade destes medidores. Geralmente, não necessitam de tubo de medição perfurado. Porém, se montados sobre o tubo, devem atender o manual do fabricante e os requisitos da transferência da custódia.

Uma vez instalado, mensalmente o ATG deve ser verificado, ou seja, deve ser escolhido um nível aleatório a ser medido pelo próprio ATG e por um instrumento calibrado. Caso a diferença entre essas medições não ultrapasse 4 mm, este medidor está apto a ser utilizado para transferência de custódia.

3.2.2.2. Medidor automático de temperatura

O medidor automático de temperatura em tanques atmosféricos, radar ou servo operado, chamado ATT (*Automatic Tank Temperature*), é um sistema automático que determina a temperatura mais representativa do produto no tanque através de medição contínua, periódica ou sob demanda. Essa medição subsidia a quantificação de produto, na temperatura de base, quando usados em conjunto com sistemas automáticos de medição de nível em tanques (ATG).

O ATT deve ser submetido a uma verificação inicial em campo (validação) e verificações subseqüentes (acompanhamento). Para tais procedimentos, devem ser mantidos os registros de todas as verificações dos sistemas usados para transferência de custódia, por um tempo mínimo de dois anos e deve ser utilizado ou um termômetro digital portátil como padrão de trabalho para comparação com os elementos primários do ATT, ou um termômetro de líquido em vidro, se estiver calibrado e se atender aos requisitos da Portaria Inmetro número 71 de 2003, e a temperatura média manual for determinada através do procedimento de medição descrito na Portaria INPM número 15 de 1967.

Para aplicações de transferência de custódia, usando ATG para medição de nível, Figura 14, a temperatura do produto no tanque deve ser a mais representativa possível devido aos níveis de exatidão e incerteza exigidos, o que pode ser obtido a partir da média das temperaturas em vários níveis utilizando-se um sistema com múltiplos elementos primários de temperatura. Entretanto, sistemas com um único elemento primário de temperatura podem apresentar a representatividade requerida para aplicações de transferência de custódia, se estiverem enquadrados nos seguintes casos: tanques armazenando material com temperatura uniforme, ou com estratificação de temperatura pequena, ou seja, variação vertical de temperatura menor que 1° C; Tanques pequenos (capacidade menor que 800 m³) ou tanques com sistema adequado de agitação ou recirculação.

Nestes sistemas, são usadas fitas termométricas compostas por vários elementos primários de temperatura. Os fabricantes fornecem fitas termométricas com um número de elementos maior que seis. O API MPMS 7 considera que seis elementos são suficientes para aplicações de transferência de custódia. A medição de cada elemento representa a temperatura do nível correspondente, já que os elementos têm extensão vertical desprezível comparada à altura do tanque. A temperatura média do produto é obtida através da média das medições dos elementos submersos. A instalação deve satisfazer

aos seguintes requisitos: Os elementos devem ser instalados de forma a não medir a temperatura da borra no fundo do tanque ou da água decantada; O intervalo entre elementos adjacentes que compõem a fita termométrica deve ser menor que 3 m. O elemento na posição mais baixa deve estar a uma distância em torno de 1 m do fundo. Recomenda-se que os elementos que distam menos de 1 m do fundo sejam desativados explicitamente no sistema, quando possível; Recomenda-se que os elementos que não ficam totalmente submersos, quando o tanque está cheio, se possível, sejam explicitamente desativados no sistema.

Uma vez instalado, mensalmente, o ATT deve ser verificado, ou seja, deve ser medida a temperatura média do tanque através do próprio ATT e através de instrumento calibrado. Caso a diferença entre essas medições não ultrapasse 0,5° C, este medidor está apto a ser utilizado para transferência de custódia.



Figura 14 – Leitura de nível e temperatura e ATG/ATT

3.2.3. Amostragem em tanques de terra

A amostragem nos tanques de terra segue os mesmos requisitos da medição em tanques de navio, sendo utilizado o método de níveis, conforme recomendado na Tabela 3. Amostras de níveis (superior, meio e inferior) podem ser coletadas utilizando amostradores de costado, quando houver, ou com saca-amostra tipo-cesta ou tipo-garrafa.

No caso de amostradores de costado, amostrar um mínimo de 3 válvulas do costado, após purga das linhas. Recomenda-se ainda que a torneira tenha tubo prolongador que permita o enchimento submerso no fundo da garrafa.

3.2.4. Correções em medições em tanques de terra

Um teto flutuante desloca certo volume de líquido quando ele está na posição de flutuação livre. O peso do líquido deslocado será igual ao peso do teto e anexos. Portanto, o peso do teto, a temperatura e a densidade do líquido devem ser considerados no cálculo do deslocamento do teto flutuante, que é usado para corrigir as tabelas de capacidades volumétricas do tanque quando o nível do líquido no tanque é igual ou superior ao ponto de elevação, altura a partir da qual o teto flutua livremente. Quando o teto flutuante é apoiado em qualquer um dos seus suportes, a correção para o deslocamento do teto não se aplica. O líquido é parcialmente deslocado pelo teto entre o ponto de elevação onde o líquido apenas toca a menor seção do telhado e o ponto de elevação onde o teto flutua livremente, chamada zona crítica. Ao calcular o volume do tanque na "zona crítica", estamos sujeitos a um erro considerável. É essencial, portanto, que as medições iniciais e finais do tanque sejam realizadas com o teto flutuado livremente. No caso de o deslocamento do teto flutuante ser impactado pelo acúmulo de resíduo, água, neve ou gelo, será necessário a remoção desses volumes ou fazer uma estimativa do peso adicional a fim de calcular o deslocamento do teto.

3.3. Medição dinâmica de petróleo

A busca de maior qualidade e confiabilidade nas medições de produtos líquidos transferidos por modal dutoviário, aliada ao desenvolvimento e disponibilidade atual de sistemas eletrônicos de alta exatidão e precisão, tem gerado uma preferência crescente ao uso de medição dinâmica, por meio de Estações de Medição, no lugar da medição tradicional em tanques de armazenamento. Esta qualidade, entretanto, não depende apenas da tecnologia empregada ou de investimento, mas também, e decisivamente, da utilização consciente e criteriosa de procedimentos adequados para a sua operação e manutenção, por pessoal qualificado e dedicado, com base em normas, regulamentos e recomendações nacionais ou internacionais específicas.

3.3.1. Conceitos básicos

Quando se realiza uma medição dinâmica volumétrica ou mássica, com base volumétrica de um produto líquido que flui através de um duto pressurizado, a quantidade apurada no final da transferência é afetada pelas variações de temperatura e pressão às quais o produto esteve submetido no duto, ao longo da transferência. Torna-se assim necessário, para fins de transferência de custódia, em que os volumes apurados irão, de uma forma ou de outra, estar diretamente relacionados a transações financeiras, estabelecer oficialmente condições específicas de temperatura e pressão, baseadas nas quais, serão calculadas estas quantidades. Deste modo, temos as seguintes definições, nos itens 4.1.13 e 4.1.14, da Portaria Inmetro nº 64/03:

4.1.13 Condições de medição: condições do líquido nas quais o volume está para ser mensurado, num ponto de medição (exemplo: temperatura e pressão do líquido mensurado).

4.1.14 Condições de base: condições especificadas para as quais o volume mensurado do líquido é convertido (exemplos: temperatura base e pressão base).

No Brasil, as condições de base estão definidas em uma nota do item 4.1.14, acima, e são 20° C, para a temperatura base e 101.325 Pa (101,325 kPa) para a pressão base, sendo esta a pressão atmosférica padrão ao nível do mar, estabelecida também pelo API.

Visto que os sistemas de medição apuram quantidades nas condições de medição e não nas condições de base, torna-se necessário aplicar um método para se obter a quantidade nas condições de base, a partir de uma quantidade nas condições de medição. Este método não é uma “correção”, visto que não se está considerando erros de medição, mas sim uma “conversão”, pois estamos convertendo um valor correto (quantidade nas condições de medição) para outro valor correto, em uma base diferente (condições de base). A Portaria Inmetro nº 64/03 deixa clara esta diferença terminológica, quando define os respectivos dispositivos de correção e conversão, nos itens 4.1.11 e 4.1.12:

4.1.11 Dispositivo de correção: dispositivo conectado ou incorporado ao medidor para correção automática do volume nas condições de medição, levando em conta a vazão e/ou a característica do líquido a ser mensurado (viscosidade, temperatura, pressão, etc.) e as curvas de calibração pré-estabelecidas.

4.1.12 Dispositivo de conversão: dispositivo que converte automaticamente o volume mensurado nas condições de medição em um volume nas condições de base, ou da massa, levando em conta as características do líquido (temperatura, pressão, densidade, densidade relativa, etc.) mensurado usando-se instrumentos de medição associados, ou armazenando-se na memória.

Apesar de ser esta a definição oficial no Brasil, encontramos o termo “correção”, aplicado como “conversão” nos antigos documentos do CNP, inclusive nas Resoluções citadas nesta apostila e provavelmente em todos os manuais do API.

O método de conversão empregado é a aplicação de fatores, sendo um devido a temperatura (CTL) e outro devido à pressão (CPL), os quais são chamados fatores de conversão volumétrica ou de massa específica. A conversão total, devido à temperatura e a pressão, simultaneamente, é dada pelo produto CTL x CPL, o qual é denominado CTPL ou VCF (“*volume correction factor*”).

Quando se tem um produto à temperatura base, ou seja, 20°C e pressão diferente da atmosférica padrão ao nível do mar, o CTL é igual a 1 e o VCF corresponde ao CPL. Já se o produto estiver à pressão atmosférica padrão e temperatura diferente de 20°C, o CPL é igual a 1 e o VCF corresponde ao CTL. Na medição estática em tanques atmosféricos (não pressurizados e não refrigerados), temos esta última situação.

A conversão de volumes ou de massas específicas de uma condição para a outra é dada conforme abaixo:

$$V_b = V_m \times CTPL$$

$$\rho_b = \rho_m / CTPL$$

Onde:

V_m = Volume nas condições de medição (m^3)

V_b = Volume nas condições de base (m^3)

ρ_m = Massa Específica nas condições de medição

ρ_b = Massa Específica nas condições de base

Os fatores de conversão são determinados por meio de tabelas ou algoritmos oficiais, para cada tipo de produto, conforme já visto na apresentação desse capítulo. Para esta determinação, as tabelas ou algoritmos requerem a temperatura do produto e a massa específica a 20 °C, no caso do CTL e, adicionalmente a estas, a pressão do produto, para a determinação do CPL.

3.3.2. Estações de medição de líquidos

No item 3.3, no qual foi definida a medição dinâmica, apresentou-se uma configuração mínima para implementar uma medição deste tipo, consistindo basicamente de um medidor e dispositivos para indicação das vazões e quantidades medidas. Embora este arranjo possa atingir o objetivo primário de medir vazões e, por simples integração no tempo, indicar a quantidade total de produto transferido pelo duto, o mesmo não possui os requisitos necessários de exatidão e precisão para transferência de custódia, além de apurar quantidades nas condições de medição e não nas condições de base. Desta forma, torna-se necessário utilizar equipamentos e instrumentos adicionais, que possibilitem atingir a qualidade metrológica requerida, além de efetuar a quantificação de produtos nas condições de base. Este conjunto passa a ser caracterizado então como um sistema de medição dinâmica, usualmente denominado Estação de Medição, ou simplesmente, EMED.

As apurações de quantidades em operações de transferência de custódia realizadas pela Petrobras obedecem às seguintes especificações para petróleo: apuração em volume (m^3 ou litros) e condições de base: 20 °C / 101,325 kPa (Portaria Inmetro nº 64/03).

3.3.2.1. Descrição e princípio geral de funcionamento

O diagrama na figura 15 representa o núcleo básico de uma EMED:

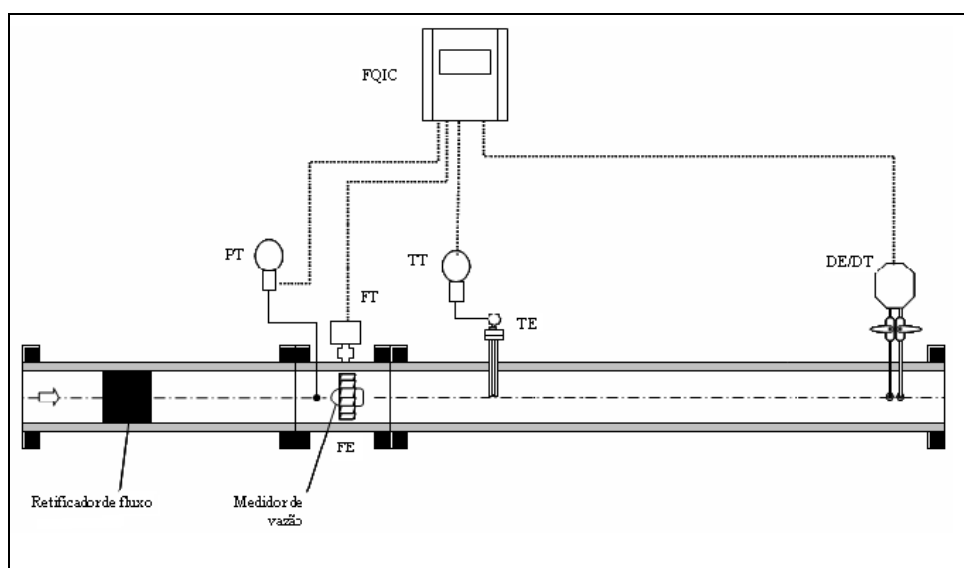


Figura 15 – Núcleo básico de uma Emed

Este núcleo é o trecho de duto onde está inserido o medidor (FE/FT) e seus instrumentos associados, os quais estão em contato com o produto e podem fornecer os valores das variáveis de processo nas condições de medição. Para tanto, empregam-se um transmissor de pressão (PT) um sensor de temperatura (TE) e um transmissor de temperatura (TT). Adicionalmente, pode existir um sensor/transmissor de densidade (DE/DT), também conhecido como densímetro de linha, especialmente quando se deseja obter quantificação mássica com base volumétrica. O computador de vazão (FQIC), geralmente localizado remotamente, recebe os sinais do medidor e dos instrumentos associados e efetua os cálculos necessários para converter as vazões ou quantidades das condições de medição para as condições de base. Para realizar esta conversão é necessário que os devidos algoritmos de conversão estejam implementados no computador de vazão. A partir da obtenção da quantidade na condição de base, o computador de vazão pode também realizar uma quantificação mássica, valendo-se da leitura do densímetro de linha, ou de um valor fixo de densidade inserida. Outra possibilidade é obter a vazão e quantificação mássica direta, se o medidor empregado for do tipo mássico.

Embora o sistema descrito acima seja suficiente para se obter quantidades em qualquer condição (de medição ou de base) ou tipo de quantificação (volumétrica ou mássica), o mesmo não proporcionaria a qualidade metrológica necessária, em função dos diversos fatores que afetam o desempenho do medidor, como o perfil de velocidade do fluxo, variações de vazão, presença de bolhas e bolsões de vapor ou ar, detritos, etc. Por esta razão, uma EMED incorpora também diversos acessórios de linha, apresentadas no item 3.3.3, a fim de eliminar ou atenuar os efeitos destes eventos na medição.

Outro aspecto, considerado como diferencial de qualidade metrológica em uma EMED, é a possibilidade de incorporar ao sistema um padrão de calibração volumétrico, denominado provador, com o qual se pode calibrar continuamente o medidor durante a transferência de produto, ou seja, nas suas próprias condições de operação. A disponibilidade de um provador, além de conferir maior qualidade à calibração, também elimina a necessidade de se retirar o medidor para calibração externa, interrompendo o uso da EMED.

3.3.3. Componentes principais de uma Emed

A seguir, serão apresentados, com maiores detalhes, os equipamentos e instrumentos principais que compõem uma EMED.

3.3.3.1. Medidor

É o instrumento que efetivamente mede a vazão do produto, podendo ser do tipo volumétrico ou mássico, sendo que para medição de petróleo apenas o volumétrico é utilizado. Consiste em um elemento primário (FE) em contato com o produto e um transmissor ou elemento secundário (FT) que condiciona o sinal de vazão, geralmente em forma de pulsos, para o computador de vazão. Os tipos de medidores mais comuns utilizados para medição de petróleo na transferência de custódia estão relacionados na Figura 16 e na Figura 17, juntamente com algumas informações técnicas e associados na Portaria Inmetro nº 64/03:

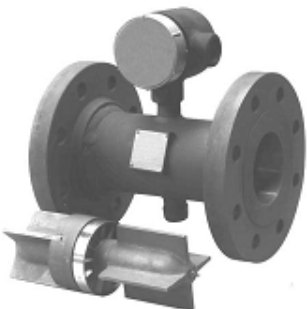
	Tipo:	Turbina
	Base da medição:	Volumétrica
	Método de medição:	Vazão proporcional à velocidade de rotação do rotor.
	Produtos:	Petróleo, derivados claros e GLP.
	Portaria 64/03:	Item 6.13

Figura 16 – Medidor tipo turbina


	Tipo:	Deslocamento Positivo
	Base da medição:	Volumétrica
	Método de medição:	Vazão é normalmente determinada proporcionalmente à velocidade de rotação do rotor, no uso em EMEDs.
	Produtos:	Derivados escuros e produtos viscosos.
	Portaria 64/03:	Item 6.12

Figura 17 – Medidor tipo deslocamento positivo

3.3.3.2. Acessórios de linha de medição

São componentes da EMED, com a função de condicionar o fluxo e o produto para que estejam adequados à medição ou possibilitar desvios controlados do fluxo, como por exemplo, para alinhar o produto com um provador, no momento em que o medidor estiver sendo calibrado.

3.3.3.2.1. Retificador de fluxo

A função deste acessório é proporcionar um fluxo retilíneo de produto, a montante do medidor, evitando ou reduzindo a formação de vórtices, que afetam o desempenho de alguns tipos de medidores, como é o caso de turbinas e de medidores ultrassônicos, sendo que estes últimos não são atualmente empregados, na Petrobras, em transferência de custódia. O retificador de fluxo consiste em um feixe de tubos inseridos na linha de medição, imediatamente a montante do medidor, num trecho da linha denominada “trecho reto do medidor”, como pode ser visto na Figura 18.



Figura 18 - Retificador de fluxo montado em trecho reto

O trecho reto compreende um trecho a montante e outro a jusante do medidor, onde não podem existir “acidentes”, tais como, poços, reduções, expansões ou a inserção de qualquer objeto que possa perturbar o fluxo.

A norma ISO 2715 e o API MPMS 5.3.5 estabelecem as cotas mínimas para os trechos, a montante e a jusante, em função do diâmetro nominal do medidor, bem como as cotas para posicionamento do retificador de fluxo, no interior do trecho a montante, conforme podemos verificar na Figura 19:

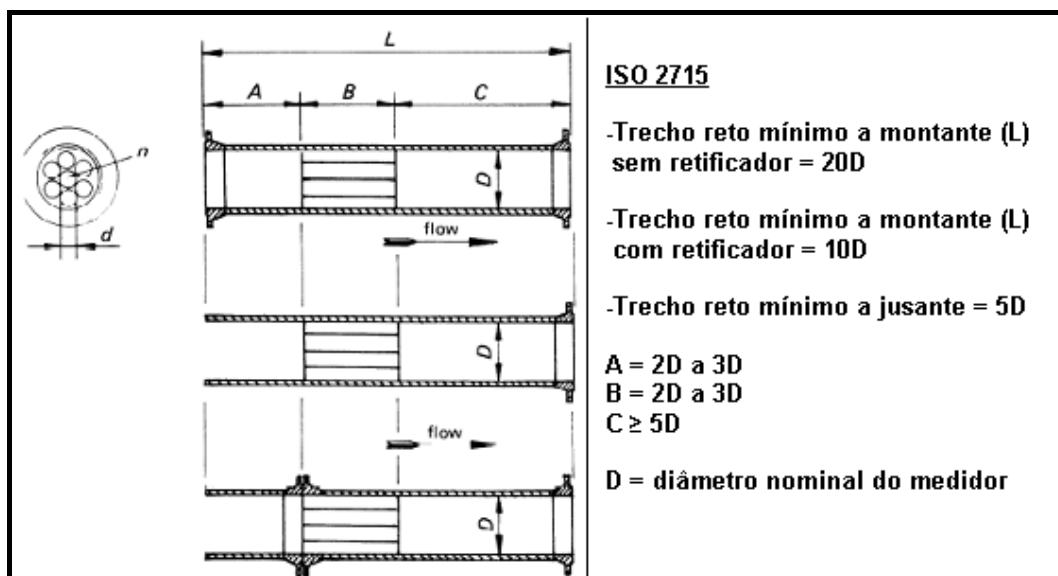


Figura 19 - Especificações ISO/API, para instalação de retificadores de fluxo

Pode-se observar na Figura 19, que não é necessário instalar um retificador de fluxo quando o trecho reto a montante corresponde a, pelo menos, 20 diâmetros nominais do medidor. Outra observação é com relação a parte inferior do desenho, onde vemos uma união de flanges no trecho reto a montante, permitida neste caso pela norma ISO 2715, pois o retificador de fluxo está faceando esta união e encontra-se entre ela e medidor. Mesmo nesta situação, o limite da cota C deve ser respeitado.

Os medidores de deslocamento positivo não são sensíveis ao perfil de escoamento do fluxo e, portanto, dispensam o uso de retificadores e trechos retos.

3.3.3.2.2. Filtro, desaerador e condensador

São acessórios de linha que possuem a função de condicionar o produto para a medição. O filtro, normalmente instalado na entrada da linha de medição, é o elemento responsável pela eliminação de detritos ou sujeira misturados ao produto, devido a deterioração de tanques, de dutos ou oriundos do processo de refino. Estes detritos costumam acumular no interior dos medidores, gerando erros de medição.

O desaerador e o condensador são dispositivos com princípios de operação diferentes, porém com objetivo similar, de separar fase líquida e vapor, de modo que a fase vapor seja ventada para fora do sistema e o produto seja medido exclusivamente em fase líquida. O desaerador, também elimina

eventuais bolsões de ar, eventualmente presentes no duto. Qualquer um destes dispositivos, é instalado a montante do medidor e, eventualmente, pode-se encontrá-los acoplados aos filtros de entrada, como mostrado na Figura 20.

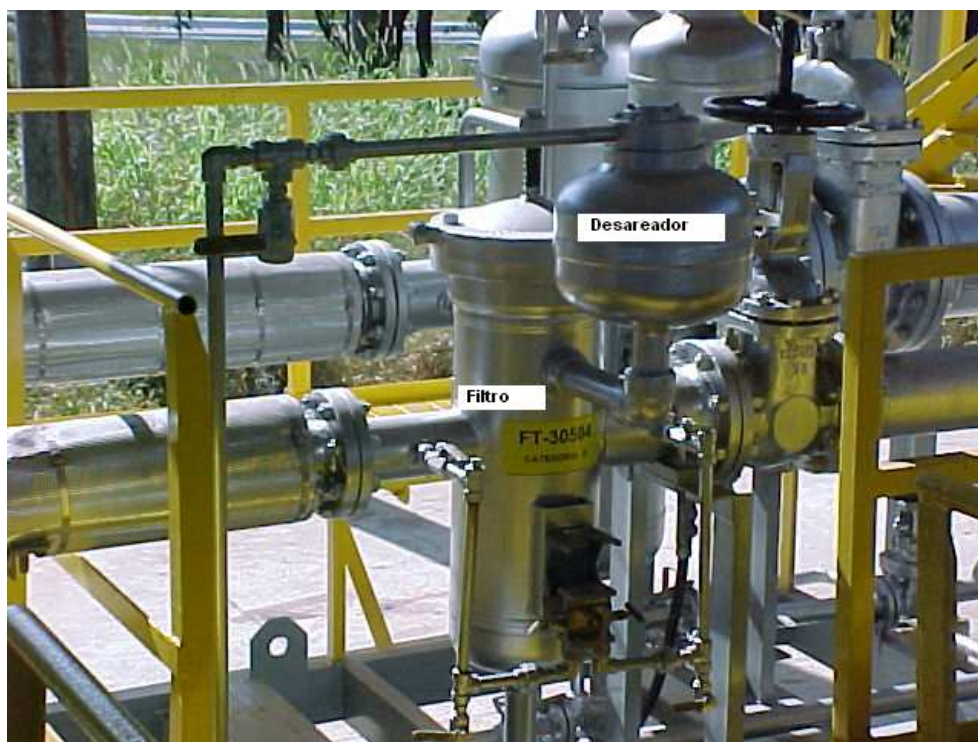


Figura 20 - Desareador acoplado ao filtro de entrada de uma EMED

3.3.3.2.3. Válvula de controle

A válvula de controle (FCV) é um dispositivo que deve ser instalado a jusante do medidor e realiza dois tipos de controle em malha, sendo um mandatório de pressão e outro de vazão. O fato do controle de pressão ser mandatório está relacionado à continuidade operacional, de modo que a pressão não alcance níveis que possam provocar a abertura de válvulas de segurança. Com relação à qualidade da medição, esta válvula tem as funções de manter uma pressão mínima para que o produto não vaporize (pressão acima da pressão de vapor do produto) e de manter a vazão constante durante a medição. Visto que o controle de pressão é mandatório, o controle de vazão só será possível se a pressão no duto estiver dentro da faixa permitida, ou seja, maior que a necessária para manter o produto na fase líquida e menor que a pressão máxima segura. Na Figura 21 é apresentado um exemplo de válvula de controle.



Figura 21 - Válvula de controle

3.3.3.2.4. Válvula de duplo bloqueio com monitoração

Estas válvulas são construídas de modo a oferecer maior confiabilidade, em situações onde a estanqueidade é um fator crítico. O dispositivo de monitoração é implementado por meio de um dreno, entre os bloqueios de entrada e de saída da válvula, pelo qual se pode verificar se há uma ocorrência contínua de passagem de produto com a válvula fechada, evidenciando a perda de estanqueidade em pelo menos um dos bloqueios. Outra possibilidade de monitoração é o uso de instrumentação associada a este dreno, para gerar um alarme de passagem de produto pela válvula. A Figura 22 mostra o aspecto de uma válvula deste tipo, com acionamento manual, onde pode ser visto um dos bloqueios e o dreno de monitoração.

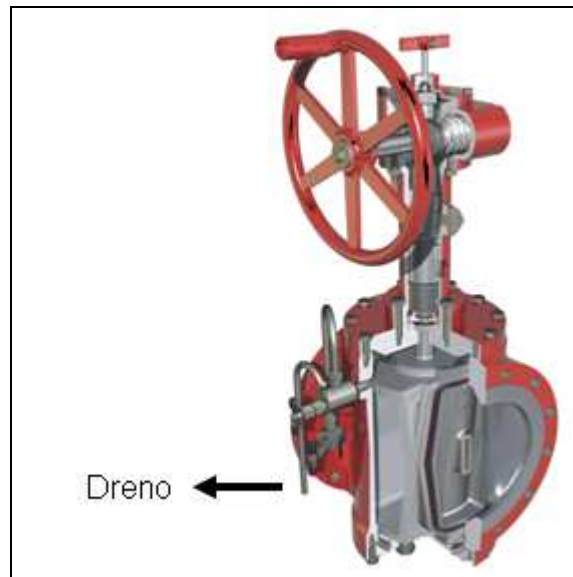


Figura 22 - Corte de uma válvula de duplo bloqueio com monitoração

De acordo com a Portaria Inmetro nº 64/03, os pontos críticos, quanto à estanqueidade, para os quais devem ser empregadas válvulas deste tipo, são aqueles onde existem desvios de produto, a jusante do medidor. Porém, em uma EMED, devem ser consideradas outras situações críticas para a estanqueidade, relacionadas à confiabilidade da calibração do medidor e a perda ou contaminação de produtos. As figuras a seguir apresentam as situações mais críticas, quanto à estanqueidade, onde as válvulas marcadas devem ser de duplo bloqueio com monitoração:

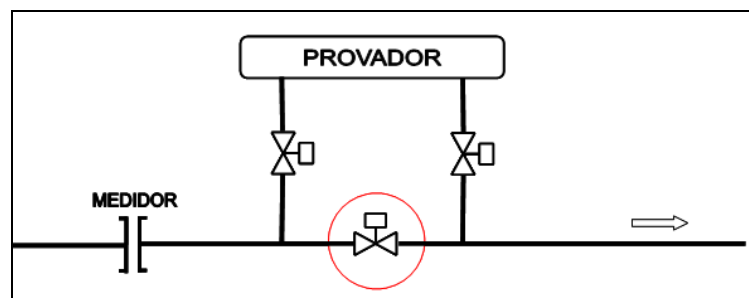


Figura 23 - Válvula intermediária - provador conectado a uma única linha de medição

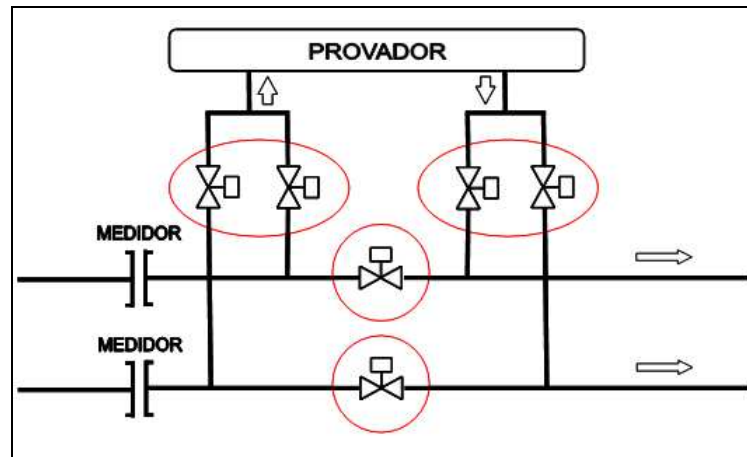


Figura 24 - Válvulas intermediárias e válvulas de entrada e saída do provador - provador conectado a mais de uma linha de medição

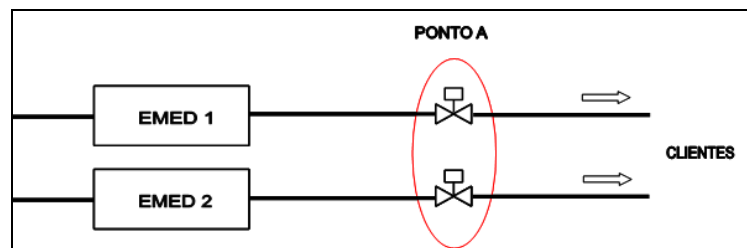


Figura 25 - Válvulas do "Ponto A" – linhas independentes

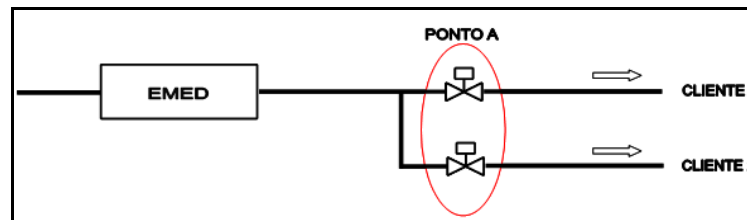


Figura 26 - Válvulas do Ponto A – uma linha de medição para vários dutos

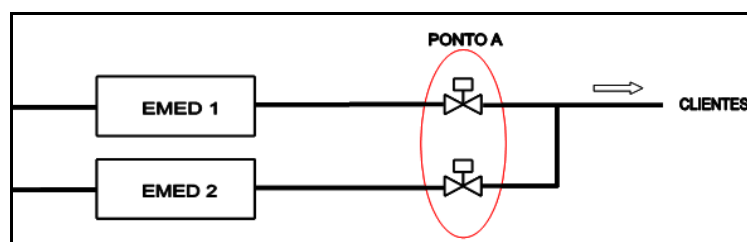


Figura 27 - Válvulas do Ponto A – duas linhas de medição (produtos diferentes) para o mesmo duto

As Figuras 23 e 24 mostram as válvulas críticas para que se tenha confiabilidade na apuração dos *meter factors*. Na Figura 25, a criticidade está relacionada à possibilidade de passagem indevida de produto para os clientes ou

órgãos recebedores, em um momento que a EMED não esteja operando ou esteja em fase de pressurização da linha. A Figura 26 mostra uma situação comum, onde a perda de estanqueidade de uma válvula pode representar passagem indevida de produto, para um cliente que não deveria estar recebendo naquele momento, enquanto a quantificação está sendo feita para outro cliente, o que, no caso de transações comerciais, pode gerar reclamações por diferenças de medição. Já na Figura 27, temos uma situação em que a falta de estanqueidade pode produzir contaminação de produtos. Existem ainda outras possibilidades de se produzir erros de medição e contaminação de produtos, relacionadas às situações mostradas nestas figuras, dependendo das características de alinhamento e dos sistemas de medição do expeditor e do recebedor.

3.3.3.2.5. Válvula de segurança (PSV)

Estas válvulas são empregadas em EMEDs, unicamente por motivo de segurança, a fim de prevenir a ocorrência de sobre-pressão na linha de medição. A Figura 28 mostra uma válvula de segurança típica, utilizada em EMEDs:



Figura 28 - Válvula de segurança (PSV)

Segundo a Portaria Inmetro nº 64/03, quando estas válvulas estão instaladas a jusante do medidor, devem ser abertas para a atmosfera ou serem

conectadas a um tanque de recebimento. Caso existam válvulas a montante e a jusante, estas não podem ser conectadas, visto que isto representaria uma possibilidade de contorno (*bypass*) ao medidor.

O item 3.6 do API MPMS 4.2 orienta que seja evitada a instalação de válvula de segurança entre o medidor e o provador. A razão disto é que mesmo uma pequena passagem de produto por esta válvula durante a calibração do medidor, devido a alguma falha da válvula, pode afetar o resultado da calibração. Esta situação está representada na Figura 29.

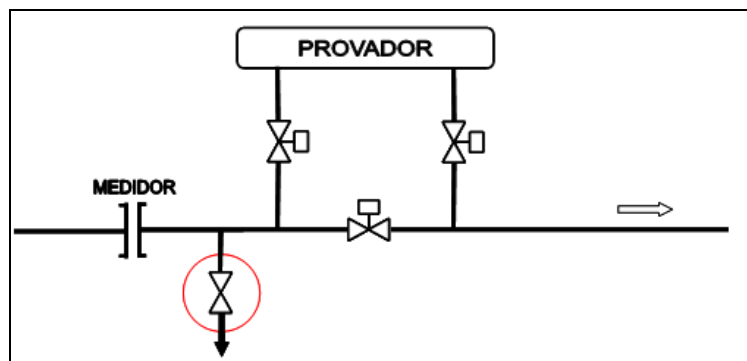


Figura 29 - Válvula de segurança instalada em posição não conforme ao API

3.3.3.3. Instrumentos associados

Os instrumentos associados, já mencionados em 3.3.2.1, são também conhecidos como elementos primários, no caso dos sensores e elementos secundários, no caso dos transmissores.

Os sensores são os elementos que entram em contato com o produto na linha de medição. São construídos de forma a gerarem sinais elétricos ou modificarem alguma de suas propriedades elétricas, em função das variações da grandeza física medida.

Os transmissores são diretamente conectados aos sensores, ou sua construção já os incorpora em um único dispositivo sensor/transmissor. A sua função é receber os sinais elétricos ou detectar as variações de propriedades elétricas dos sensores, gerando um sinal elétrico em sua saída, de modo que o menor e o maior valor do sinal de saída correspondam ao menor e o maior valor da grandeza medida, respectivamente, em uma faixa especificada. Isto produz uma saída padrão, com faixa definida, independente da faixa do sinal gerado pelo sensor. Em geral, para os sinais de saída de transmissores, adotam-se padrões de tensão elétrica, na faixa de 1 a 5 V (volts) ou de corrente elétrica 4 a 20 mA (miliampères), sendo este último o padrão mais utilizado na indústria.

A Figura 30 mostra os principais instrumentos associados, utilizados em EMEDs:



Figura 30 - Instrumentos associados

O transmissor de pressão (PT), da Figura 30, na verdade já incorpora um sensor de pressão (PE), sendo comum a sua designação como PT e não PE/PT.

No caso do sensor/transmissor de massa específica, também conhecido como densímetro de linha, pode-se distinguir o elemento primário (tubo em “U”) e o elemento secundário (caixa cilíndrica azul)

O sensor de temperatura eventualmente pode ser utilizado sem a intermediação de um transmissor de temperatura, dependendo do *hardware* do sistema

3.3.3.4. Computador de vazão

Conforme a breve descrição apresentada em 3.3.2.1, o computador de vazão, também denominado elemento terciário do sistema de medição, é o dispositivo que efetivamente realiza a quantificação do produto medido, em um determinado período de transferência, nas condições de base, a partir da leitura de sinais provenientes dos instrumentos associados (elementos primários e secundários). Seu aspecto é mostrado na Figura 31:



Figura 31 – Exemplos de computadores de vazão

Com relação a suas interfaces elétricas, este dispositivo, em geral, possui entradas e saídas com as seguintes finalidades:

Entradas:

- Para conexão de transmissores (corrente 4 a 20 mA) e, eventualmente, entradas especiais para leitura direta do sinal de um sensor de temperatura (termorresistor de platina);
- Para conexão de medidores (pulsos);
- Para conexão com as chaves do provador (pulso), estabelecendo o início e o fim da contagem de pulsos do medidor, durante uma calibração.

Saídas:

- Para conexão com a válvula de controle (corrente 4 a 20 mA) com finalidade de ajustar a sua abertura no controle de vazão e pressão da linha;
- Para conexão com o dispositivo de controle do provador (pulso), com a finalidade de acioná-lo, quando uma calibração do medidor é solicitada.

Também encontram-se disponíveis nos computadores de vazão entradas e saídas digitais, para comunicação com dispositivos e até mesmo transmissores que operam em rede de dados.

O computador de vazão agrega diversas funções, requisitadas pela Portaria Inmetro nº 64/03 para um sistema de medição, sendo que as principais estão listadas abaixo:

- Aquisição de dados: amostragem temporal dos sinais provenientes dos transmissores e sensores com a devida conversão analógica/digital (A/D).
- Cálculos: conversão para as condições de base, correções dos medidores e densímetros de linha, vazão volumétrica ou mássica, totalização volumétrica ou mássica dentre outros.

- Armazenagem: disponibilidade de memória eletrônica para gravação de dados como relatórios de calibração, bateladas, alarmes, eventos, configurações, etc.

- Indicação: refere-se aos valores, em unidades de engenharia, das grandezas físicas (variáveis de processo) amostradas pelos transmissores e sensores, aos fatores de correção, às quantidades totalizadas, etc. A indicação é realizada por meio de um painel (*display*) ou por uma impressora acoplada ao computador de vazão.

- Comunicação: possibilidade de transferência ou recebimento de dados de outros computadores de vazão, de redes de automação, sistemas supervisórios, etc.

- Automação: atuação na válvula de controle de vazão, com base na vazão e pressão lidas na linha de medição e nos ajustes de vazão e das pressões máxima e mínima definidas pelo usuário (*setpoints*). Este controle é possível pelo fato do computador de vazão incorporar, em seu *firmware*, algoritmos de controle de pressão e vazão do tipo PID. Outro controle que pode ser executado pelo computador de vazão é o do sistema de prova durante corridas de calibração, o qual é possível devido às conexões de entrada e saída com o provador, conforme descrito neste item.

- Operação: possibilidade de pré-determinação da quantidade de produto a ser transferido em uma transação, retorno do contador de quantificação ao zero, etc.

Os cálculos efetuados pelos computadores de vazão devem ser baseados em algoritmos internacionalmente reconhecidos e tabelas de conversão conforme a legislação local. Em geral, utilizam-se os algoritmos e as tabelas do API (mesmo as tabelas provenientes das Resoluções CNP são baseadas em tabelas API antigas).

A seguir, serão apresentados os principais cálculos para se obter o fator de correção do medidor ou *meter factor*, que é descrito no API MPMS no capítulo 12.2.

O *meter factor* é o fator que corrige o medidor. Sua apuração é baseada em um padrão volumétrico rastreável (provador) durante um período de prova denominado corrida de calibração. Este período corresponde ao tempo necessário para que o produto preencha o volume padrão do provador. No final da corrida, obtém-se um determinado volume apurado pelo medidor. Ambos os volumes, o do provador e o apurado pelo medidor, devem ser convertidos às

condições de base, ou seja, devem ser multiplicados por um CTL e um CPL , antes de serem operados, para obter-se o *meter factor* (MF), conforme abaixo:

$$MF = VP_b / VM_b$$

Sendo:

$$VP_b = VP_c \times CTSP \times CPSP \times CTLP \times CPLP$$

$$VM_b = VM \times CTLM \times CPLM$$

Onde:

MF = meter factor (fator de correção do medidor)

VP_b = volume do produto no interior do padrão volumétrico convertido para as condições de base, no intervalo de teste

VP_c = volume certificado do padrão volumétrico nas condições de base

VM_b = volume do produto medido pelo medidor convertido para as condições de base, no intervalo de teste

VM = volume do produto medido pelo medidor nas condições de medição, no intervalo de teste

CTSP = correção devida ao efeito da temperatura no aço do padrão volumétrico

CPSP = correção devida ao efeito da pressão no aço do padrão volumétrico

CTLP = conversão com base na temperatura do líquido, no padrão volumétrico

CPLP = conversão com base na pressão do líquido, no padrão volumétrico

CTLM = conversão com base na temperatura do líquido, no medidor

CPLM = conversão com base na pressão do líquido, no medidor

Na verdade, o *meter factor* que será efetivamente considerado é um fator médio de várias corridas de calibração.

Nota-se que na determinação do volume padrão (VP_b) também consideram-se as correções do volume físico do provador, devidas a ação da temperatura (CTSP) e da pressão (CPSP) a que o mesmo está submetido durante a calibração do medidor.

A Figura 32 apresenta um trecho de relatório de calibração de um medidor com o uso de um provador, onde aparecem os valores das principais variáveis

relacionadas às equações acima. Este relatório foi extraído diretamente de um computador de vazão:

=====	
Calculated Data For Prover	
1. Base Volume of Prover, m3	4.65388
2. Correction Factor for the Effect of Temperature on Steel (CTSP) ..	1.0001
3. Correction Factor for the Effect of Pressure on Steel (CPSP)	1.0002
4. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLP) ..	.9954
5. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLP) ..	1.0019
6. Combined Correction Factor (CCF)9976
7. Corrected Prover Volume, m3 (Line 1 x Line 6)	4.64271
=====	
Calculated Data For Meter	
8. Metered Volume, m3	4.63828
9. Correction Factor for the Effect of Temperature on a Liquid (CTLM) ..	.9955
10. Correction Factor for the Effect of Pressure on a Liquid (CPLM) ..	1.0021
11. Combined Correction Factor (CCF)9976
11. Corrected Meter Volume, m3 (Line 8 x Line 11)	4.62715
=====	
Calculated Meter Factor	
13. Meter Factor (Line 7 / Line 12)	1.0034
14. Actual K Factor Pulses/m3	6489.618
15. Meter Factor Deviation % From Previous Meter Factor34

Figura 32 - Relatório de calibração – seções de cálculos do volume base do provador, do volume medido pelo medidor e do *meter factor*

Pode-se perceber, pela Figura 32, que existem três seções de cálculo.

A primeira seção (linhas 1 a 7) refere-se ao cálculo do volume base do produto no interior do provador (VPb). O fator de correção combinado (CCF), que aparece na linha 6, é o produto dos fatores de correção e conversão do provador (linhas 2 a 5). Este fator é então multiplicado pelo VPc (linha 1) resultando no VPb, (linha 7).

A segunda seção (linhas 8 a 11) refere-se ao volume medido pelo medidor nas condições de base no intervalo de teste (VMb). Também neste caso, é determinado um fator de correção combinado (CCF), a partir do produto dos fatores de conversão (linhas 9 e 10). Este fator é então multiplicado pelo VM (linha 8) resultando no VMb, (linha 11).

Na terceira seção (linhas 13 a 15), encontramos finalmente o cálculo do meter factor (linha 13), conforme a equação apresentada, ou seja: VPb (linha 7) / VMb (linha 11).

A determinação de fatores de conversão requerem que sejam conhecidas algumas variáveis, a saber, temperatura e massa específica a 20 °C, para a determinação do CTL, e adicionalmente a estas, a pressão, para a determinação do CPL. Desta forma, para que seja possível a determinação do CTLP e do CPLP, devem ser instalados instrumentos associados também junto ao provador. Normalmente, estes instrumentos são apenas sensores e/ou transmissores de temperatura e de pressão, assumindo-se a mesma massa

específica a 20 °C, no provador, que aplicada a quantificação do produto, no medidor.

O cálculo da vazão volumétrica do petróleo medido na EMED, com fins de transferência de custódia, requer que sejam efetuadas as devidas correções e conversões, para obter-se uma vazão corrigida, nas condições de base (Q_b). Adicionalmente, no caso de medição de petróleo, deve também ser feita a correção devida à presença de água e sedimentos. As equações a seguir, são utilizadas pelos computadores de vazão para estas duas situações:

$$Q_b = Q \times MF \times CTL \times CPL \times (1 - BSW)$$

Onde:

Q_b = vazão volumétrica nas condições de base

Q = vazão volumétrica não corrigida nas condições de medição

MF = meter factor (fator de correção do medidor)

CTL e CPL = fatores de conversão volumétrica

BSW = teor de água e sedimentos no petróleo, em base volumétrica, na condição de medição

A seguir, serão apresentado o cálculo de totalização volumétrica e mássicas do medidor, que é descrito no API MPMS nos capítulos 12.2 e 21.2

Quando um produto é medido por meio de uma EMED, o que se deseja, em última análise, é calcular o total de produto transferido no final da operação de transferência. Porém, a totalização ou quantificação é efetivamente realizada no computador de vazão ao longo da transferência e não no final da mesma, ocorrendo em pequenos intervalos de tempo denominados “intervalos principais de cálculo” ou “*main calculation period*” (mcp), conforme definição do API MPMS 21.2. As pequenas quantidades obtidas nestes intervalos de tempo vão sendo somadas até o final da transferência, resultando assim na quantidade total transferida. A seguir estão apresentadas as equações que o computador de vazão utiliza para a totalização volumétrica e mássica, com base em medidor volumétrico:

$$V_b = \sum_{mcp=1}^n (V_{mcp} \times MF \times CTPL_{mcp}) \quad (\text{volumétrica})$$

$$M = \sum_{mcp=1}^n (V_{mcp} \times MF \times CTPL_{mcp} \times \rho_{b_{mcp}}) \quad (\text{mássica})$$

Onde:

V_b = volume totalizado nas condições de base

M = massa totalizada

mcp = intervalo principal de cálculo

n = números de mcps demandados no período de transferência

MF = meter factor (fator de correção do medidor)

$CTPL_{mcp}$ = fatores de conversão volumétrica apurados no final de um intervalo principal de cálculo

V_{mcp} = volume apurado no final de um intervalo principal de cálculo

$\rho_{b_{mcp}}$ = massa específica nas condições de base apurada no final de um intervalo principal de cálculo

3.3.3.5.Provador

Como já foi mencionado em itens anteriores, utilizam-se, em geral, provadores para a calibração dos medidores de uma EMED. Uma outra opção para padrão de calibração, reconhecida pela Portaria Inmetro nº 64/03, porém pouco utilizada em transferência de custódia, é o uso de um medidor padrão (*master meter*).

Os provadores são padrões volumétricos, mas podem ser utilizados como padrões mássicos, se possuírem um densímetro de linha associado.

A classificação dos tipos de provadores empregados em EMEDs envolve mais de uma categoria. Por exemplo, quanto à instalação eles podem ser: fixos, permanentemente montados no sistema de medição ou móveis, montados sobre um veículo e possuindo mangotes flexíveis com flanges para serem conectados ao sistema de medição, durante a calibração. Podem também ser: abertos (vasos com abertura superior, à pressão atmosférica) ou fechados (forma tubular fechada na linha de medição em série com o medidor). Os provadores fechados também são conhecidos como provadores em linha, e permitem que o medidor seja calibrado durante a transferência de produto, com as vantagens já

mencionadas em 3.3.2.1. Quanto aos aspectos construtivos e capacidade volumétrica, utilizamos os tipos de provadores fechados, que são denominados, na Petrobras: compactos (sistema de deslocamento do tipo êmbolo e baixa capacidade volumétrica) ou convencionais (sistema de deslocamento que utiliza esfera e alta capacidade volumétrica). Os provadores convencionais podem ser: unidirecionais, em que a esfera se desloca em um único sentido, ou bidirecionais, em que a esfera se desloca em um sentido e logo após no sentido oposto, dobrando a capacidade volumétrica do provador e reduzindo a incerteza devida a atrasos no acionamento das chaves no corpo do provador. As Figuras 33 e 34 mostram os diversos tipos de provador e sua classificação.

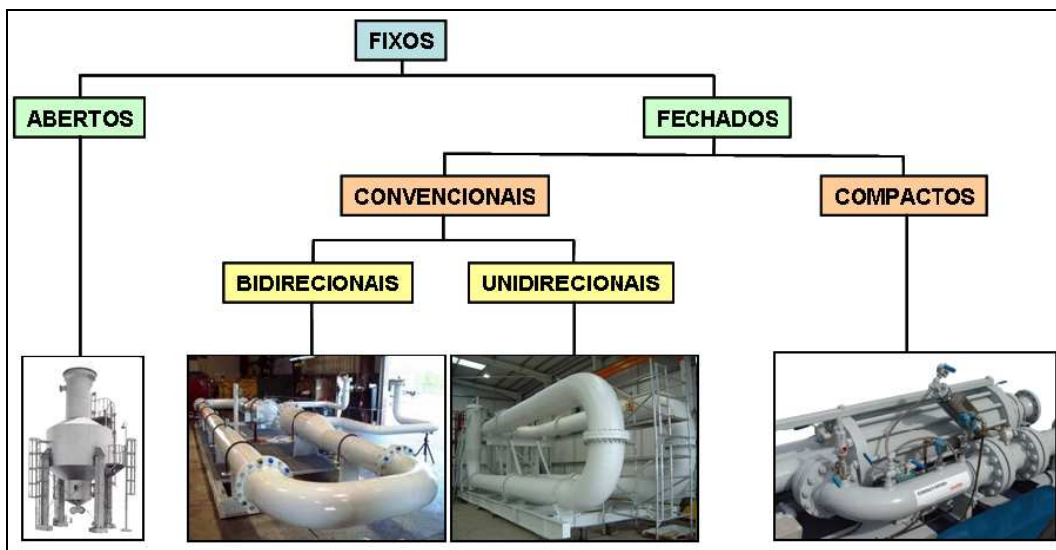


Figura 33 - Classificação de provadores fixos

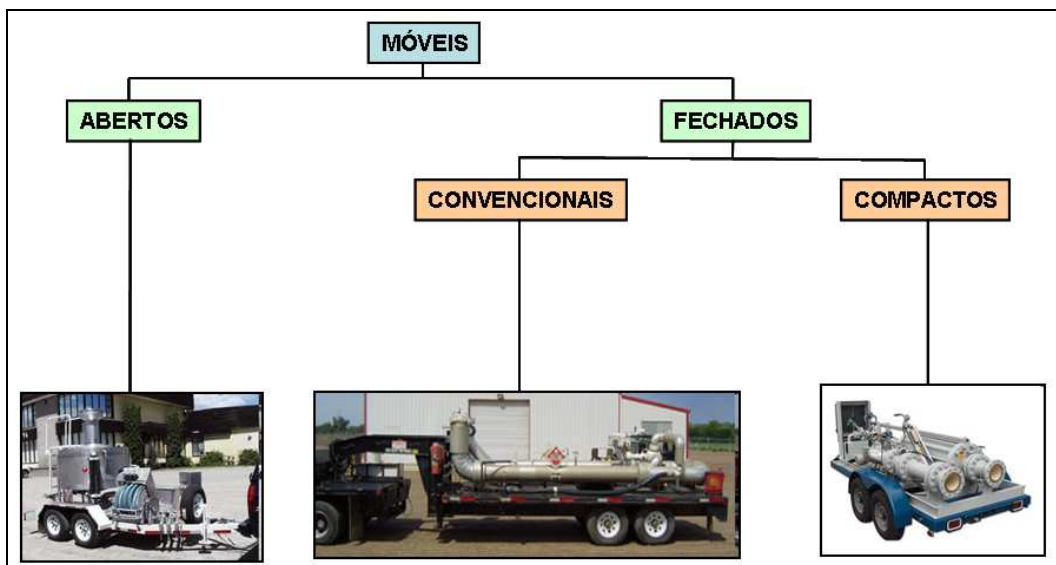


Figura 34 - Classificação de provadores móveis

EMEDs empregadas em transferência de custódia utilizam normalmente provadores fixos fechados e, para que o provador seja alinhado com o medidor apenas no momento em que será realizada a calibração, são empregadas pelo menos três válvulas de duplo bloqueio com monitoração, como já foi visto em 3.3.3.2.4. Duas válvulas são para a entrada e a saída do provador e a terceira, denominada válvula de bloqueio ou válvula intermediária do provador, é instalada entre estas duas e em série com o medidor. Mais válvulas podem ser necessárias se mais de um medidor for calibrado com o mesmo provador, o que é uma situação comum. O provador pode ser instalado a montante ou a jusante do medidor, sendo esta última opção a mais comum. Os provadores compactos podem possuir dois volumes calibrados e a escolha do volume a ser empregado nas calibrações do medidor depende de sua posição, em relação ao provador. Assim, para medidores a montante do provador usa-se o volume “*upstream*” e para medidores a jusante o volume “*downstream*”, do provador.

3.3.4. Operação de EMED

O acompanhamento de um medidor consiste em verificar continuamente o seu desempenho, executando-se duas tarefas básicas, que serão descritas a seguir, calibração e acompanhamento estatístico de fatores (*meter factors*).

Anteriormente, já foram apresentados alguns dos aspectos relacionados à calibração de medidores de uma EMED e da necessidade de apuração de um fator de correção, denominado *meter factor* (MF), para obter-se uma medição com erro o mais próximo possível de zero, o que também é um requisito da Portaria Inmetro nº 64/03.

Os medidores volumétricos transmitem um sinal de vazão ao computador de vazão, na forma de pulsos. Estes pulsos são gerados quando o produto atravessa o medidor, numa frequência proporcional à vazão. À razão entre o número de pulsos gerados e a quantidade de produto que atravessa o medidor, denomina-se fator K ou *K factor* do medidor. Esta razão assume valores diferentes de medidor para medidor, mesmo os de mesmo modelo, de modo que o K é um fator intrínseco dos medidores e deve ser determinado individualmente para cada um deles. As unidades usualmente aplicadas aos *K factors* volumétrico é pulsos/m³.

Antes das calibrações dos medidores serem efetuadas ou consideradas, devem ser observadas as condições adequadas de estabilidade das variáveis de processo. Isto pode ser feito por meio das informações contidas no relatório de

calibração emitido pelo computador de vazão. As principais verificações são a estabilidade da temperatura e pressão na linha de medição e a estabilidade da massa específica e da vazão.

Podem ser detectadas variações bruscas significativas de massa específica ou vazão, a partir da repetitividade da contagem de pulsos, para todas as corridas de calibração. Uma tolerância de 0,05% é aplicada quando são realizadas cinco corridas de calibração, conforme a tabela A-1 constante no API MPMS 4.8. A repetitividade da contagem de pulsos pode ser afetada também por outros motivos, independentes do comportamento das variáveis do processo, como perda de integridade de pulsos, falhas no provador, etc. Na Figura 35 verificamos uma correlação entre repetitividade máxima e o número de corridas de calibração realizadas.

Number of Proving Runs, n	Moving (Variable) Range Limit
3	0.0002
4	0.0003
5	0.0005
6	0.0006
7	0.0008
8	0.0009
9	0.0010
10	0.0012
11	0.0013
12	0.0014
13	0.0015
14	0.0016
15	0.0017
16	0.0018
17	0.0019
18	0.0020
19	0.0021
20	0.0022

Figura 35 - Repetitividade máxima x número de corridas de calibração realizadas.

Outro aspecto que deve ser observado é a linearidade de um medidor, ou seja, a medida da dispersão do *K factor* ao longo da faixa de vazão em que o medidor deve operar. Na prática adota-se como linearidade máxima admissível, a linearidade informada pelo fabricante e, a partir daí, verifica-se a faixa em que o medidor pode operar sem que o valor do *K factor* extrapole esta faixa. A faixa limite deve conter a faixa de operação desejada, caso contrário será necessária uma linearização do *K factor*.

O controle estatístico de fatores consiste em realizar diversas calibrações sucessivas do medidor, ao longo do uso do sistema de medição, registrando cada *meter factor* apurado para, a partir de procedimentos estatísticos previamente definidos, API MPMS 13.2, determinar um *meter factor* médio mais apropriado para o cálculo da quantificação e, após isto, testar continuamente a consistência deste *meter factor*, em face às variações de desempenho do

medidor e da EMED, como um todo. A ferramenta utilizada para este controle é denominada carta ou gráfico de controle.

Em relação ao acompanhamento estatístico de fatores (*meter factors*), ele considera o acompanhamento das linhas de medição, dos instrumentos associados, dos computadores de vazão e dos provadores.

A documentação referente a este processo deve ser continuamente atualizada e mantida para controle e demonstração, a qualquer tempo, da confiabilidade metrológica da EMED quanto a equipamentos, instrumentos e operação. Cada documento, ou informação, independente da periodicidade de sua emissão, deve estar disponível por no mínimo dois anos. Os documentos armazenados em mídia eletrônica devem ter acesso restrito por senhas e os armazenados em papel, deverão conter data e assinatura dos responsáveis pela sua emissão.

3.3.5. Calibração de EMED

A razão de se efetuarem calibrações dos instrumentos de um sistema de medição é obter uma indicação objetiva do desempenho metrológico destes instrumentos, para que seja possível verificar, se os mesmos estão adequados para o uso, ou seja, se podem oferecer a qualidade metrológica necessária ao processo de medição em questão. O resultado buscado é uma indicação do erro do instrumento, com relação a padrões rastreáveis e a incerteza de medição associada ao processo de calibração. Este resultado, erro e incerteza de medição, é então confrontado com um critério de aceitação pré estabelecido, denominado erro máximo admissível (EMA). Os EMAs para os equipamentos e malhas das EMEDs de líquidos são, em geral, estabelecidos pelo Inmetro e pelo API e serão descritos a seguir.

Para o medidor, não é estabelecido um EMA por ser um instrumento corrigido por um fator de correção, o *meter factor*, de modo que o seu erro deve ser zero ou próximo de zero, conforme estabelecido no item 6.11.4.7 da Portaria Inmetro nº 64/03. Assim, o desempenho metrológico do medidor fica atrelado à incerteza da determinação do seu fator de correção, dada pelo API, que é no máximo 0,027% (nível de confiança de 95%), obtida com uma repetitividade 0,05% em 5 corridas de calibração (como apresentado na Figura 35).

A calibração dos provadores visa obter o seu volume real nas condições de base e não a determinação do erro em relação ao seu volume nominal, de modo que não se aplica o critério de EMA, neste caso. O API MPMS 12.2.4,

estabelece que a calibração do provador apresente repetitividade: 0,020% entre os volumes apurados em um mínimo de 3 corridas consecutivas, com uma variação mínima na vazão das corridas de 0,25%. No caso de provadores bidirecionais, também deve ser considerada a repetitividade de 0,020% entre os volumes apurados em um único sentido (isto deve ser verificado para os dois sentidos).

Os EMAs para as medições de temperatura, pressão e massa específica, são definidos pelo item 5.5.2.1 da Portaria Inmetro nº 64/03, que prevê que, quando verificados separadamente, os instrumentos de medição associados devem apresentar uma exatidão, dentro dos valores limites estabelecidos na Tabela 8. Estes valores se aplicam às indicações dos instrumentos de medição associados levados em consideração para o cálculo de grandezas convertidas.

Tabela 8 - Erros máximos admissíveis na medição de grandezas associadas (tabela 4 da Portaria Inmetro nº 64/03)

Classes de exatidão do sistema de medição	0.3	0.5	1.0	1.5
Temperatura	$\pm 0,3^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,5^{\circ}\text{C}$		
Massa específica	$\pm 1 \text{ kg/m}^3$		$\pm 2 \text{ kg/m}^3$	
Pressão	Inferior a 1 MPa:		$\pm 50 \text{ kPa}$	
	Superior a 4 MPa		$\pm 200 \text{ kPa}$	
	Entre 1 e 4 MPa		$\pm 5\%$	

Observa-se, pela análise do item 5.5.2.1 da Portaria acima referenciada, que os valores de EMA especificados na Tabela 8 aplicam-se não aos instrumentos separadamente, mas as malhas completas, embora o texto do item 5.5.2.1, pareça dizer o contrário. A razão disto é que os valores se aplicam às “indicações dos instrumentos de medição associados levados em consideração para o cálculo de grandezas convertidas”, ou seja, as indicações das grandezas armazenadas no computador de vazão e, conseqüentemente, por ele indicadas.

Aplicando-se a classe de exatidão 0.3 na Tabela 4, temos um EMA estimado em $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$ para a malha de temperatura e $\pm 1 \text{ kg/m}^3$, para a malha de massa específica. Os EMAs para a malha de pressão são muito elevados nesta tabela, em relação ao que se pode obter com os instrumentos disponíveis hoje, por isso não devem ser considerados como meta para adequação das malhas de pressão das EMEDs, mas simplesmente como um limite.

As malhas de medição da EMED devem ser calibradas de modo que seja possível obter o erro e a incerteza associada à calibração de cada malha. Para este fim, podem ser aplicados dois métodos, ou seja, calibração em malha

fechada e aberta. A calibração em malha fechada é o método mais simples e que gera menor incerteza na calibração. Consiste em calibrar a malha por inteiro, efetuando-se a leitura, através de um padrão de calibração, do valor ajustado de uma grandeza do produto (temperatura ou pressão), no ponto onde se encontra inserido o elemento primário, comparando-a com a leitura indicada pelo computador de vazão. Desta forma, os elementos da malha encontram-se totalmente conectados, durante a calibração.

O método da calibração em malha fechada, também denominado calibração por partes, consiste em se calibrar partes da malha, separadamente, combinando-se posteriormente os erros e incertezas de cada parte a fim de se obter o erro e a incerteza global da malha. Quando a malha é calibrada por partes (malha aberta) torna-se necessário especificar EMAs para as partes, de modo que a soma de todos os EMAs correspondam ao EMA da malha.

3.3.6. Rastreabilidade metrológica

Apesar de ter sido apresentada a definição formal de rastreabilidade metrológica no início deste capítulo, convém que seja feita uma apresentação mais pragmática do seu significado, a fim de que sua importância para o processo de calibração seja vista sob o ponto de vista da qualidade metrológica, e não apenas da conformidade legal.

Sabe-se que o processo de calibrar um instrumento, em uma definição básica e informal, é o mesmo que comparar a leitura do instrumento, em determinados valores da grandeza em questão, com a indicação destes mesmos valores em um padrão de calibração, os quais serão considerados valores verdadeiros. Como exemplo, pode-se imaginar um termômetro sendo calibrado na temperatura de 25,00 °C. Se a temperatura do banho térmico onde estão inseridos, o termômetro sob calibração e o padrão de calibração, for condicionada até que o padrão indique 25,00 °C, este será tomado como o valor verdadeiro de temperatura para ser comparado com a indicação do termômetro, considerando-se que este padrão (ideal) não possui erro de indicação. Neste caso, se o termômetro indicar 25,1 °C, o seu erro é 0,1 °C ($25,1 - 25,00$), ou seja, a sua indicação é maior que o valor verdadeiro de temperatura neste ponto. Porém, considerando-se um padrão real, que também foi calibrado com o uso de outro padrão, apresentando um erro na temperatura de 25,00 °C de -0,05 °C, por exemplo, a sua indicação será um valor menor que o verdadeiro neste ponto. Neste caso, a determinação do erro do termômetro sob calibração deve ser

revista, pois é necessário corrigir primeiro a leitura do padrão. Isto é feito somando-se à leitura do padrão, um valor de correção definido como o oposto do seu erro, conforme abaixo:

$$C = E_p$$

Onde:

C = correção a ser aplicada ao padrão

E_p = erro do padrão

Voltando ao exemplo dado e usando a correção, que neste caso é 0,05 °C, obtém-se um novo valor para o erro do termômetro, que será o seu valor indicado (25,1 °C) subtraído da indicação corrigida do padrão (25,00 + 0,05 = 25,05 °C), que resulta em 0,05 °C. Seguindo este raciocínio, ou seja, aplicando sucessivamente as devidas correções em toda a cadeia de calibração, a partir do termômetro calibrado, seguindo toda a hierarquia de padrões até padrões internacionais, pode-se dizer que a indicação corrigida deste termômetro é tão exata quanto à dos padrões internacionais considerados. Isto é o que representa, efetivamente, rastreabilidade metrológica. Apesar disso, quanto à incerteza da calibração deste termômetro, esta será tão maior quanto maior for o número de padrões utilizados na hierarquia, visto que cada instrumento calibrado tem agregada à incerteza da sua calibração a incerteza do padrão que o calibrou.

Em resumo, só existe efetivamente rastreabilidade metrológica, quando as devidas correções são aplicadas às leituras dos padrões que são utilizados nas calibrações dos instrumentos. Caso esta prática não seja adotada, a rastreabilidade é apenas uma formalidade legal, ainda que este fato também tenha a sua importância.

Quando os pontos calibrados do padrão não correspondam exatamente aos pontos de calibração do instrumento a ser calibrado, pode-se usar o recurso de interpolação linear, ou seja, a partir do certificado de calibração conhecemos a tendência nos pontos calibrados e, desta forma, podemos corrigir as leituras realizadas nestes valores para os valores verdadeiros convencionais.

Para correção de valores intermediários, entre quaisquer pontos calibrados, consideraremos um comportamento linear em função das características de fabricação do instrumento. Portanto, em termos matemáticos, a correção da tendência (variável aleatória) se dará pela interpolação linear entre

dois pontos calibrados como mostrado na Figura 36, tendo como exemplo uma trena de profundidade:

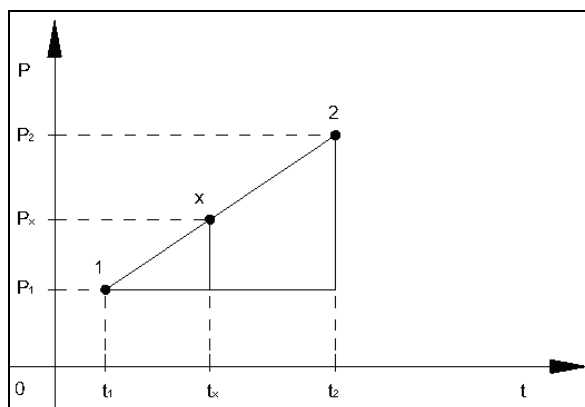


Figura 36 – Curva de calibração de dois pontos de uma trena de profundidade

Onde:

P1 – Primeiro ponto calibrado

P2 – Segundo ponto calibrado

t1 – Leitura na trena de profundidade no primeiro ponto de calibração

t2 – Leitura na trena de profundidade no segundo ponto de calibração

tx – Leitura na trena de profundidade durante seu uso

Px – Leitura corrigida da trena de profundidade durante seu uso (incógnita)

Por semelhança entre os segmentos de reta que formam o triângulo mostrado na Figura 36, teremos:

$$P_x = \left(\frac{P_2 - P_1}{t_2 - t_1} \right) \times (t_x - t_1) + P_1$$

As leituras podem ser consultadas a partir da tabela de comparação, a partir de seus valores discretos, ou podem ser solicitadas aos laboratórios de referência responsáveis pela verificação

3.3.7. Amostrador automático

Em conjunto com um sistema de medição dinâmica, é fundamental a utilização de um amostrador em linha. Um amostrador em linha é um dispositivo empregado na obtenção de amostra de um produto que escoar através de uma tubulação. É composto por um sistema coletor, localizado preferencialmente em trecho vertical da tubulação, com fluxo ascendente.

Para que a garantia que a amostra é representativa do produto escoado, é fundamental que a amostragem do produto seja proporcional a vazão ao longo do tempo e, para isso, o recomendável é a utilização de um amostrador automático de linha.

Um amostrador automático pode ser definido como um sistema capaz de coletar automaticamente uma amostra representativa de um produto escoando através de uma tubulação, constituído por sonda de amostragem associada a um controlador e recipiente de coleta. O controlador é programável, de modo a ajustar a taxa de amostragem proporcional à vazão ou ao tempo de bombeio (coleta isocinética).

Antes da sonda do amostrador, o fluido deve ser condicionado de forma que esteja bem homogêneo. A homogeneização é garantida pela turbulência gerada por misturador estático em linha, ou velocidade do fluido maior do que as velocidades mínimas estabelecidas a seguir (para $d > 2$ polegadas):

- Longo trecho reto = 2,40 m/s;
- Com elementos que causam perda de carga (joelhos, Tês) próximo à sonda = 2,13 m/s;
- Com misturador estático = 1,22 m/s.

O receptor deve evitar perda de leves para a atmosfera e o amostrador deve estar instalado em trecho horizontal.

A frequência de amostragem é definida em alíquota por distância linear do volume do duto ou barris/alíquota.

Amostragem proporcional ao tempo somente é aceitável quando a variação da vazão não excede 10 % da vazão média.

4 Análise

Analisaremos a partir de agora que a opção por determinado método de medição de petróleo para faturamento em uma exportação, com carregamento de navio a partir de tanques de terra, pode impactar tanto no *laytime*, ou seja, o tempo que o navio gasta atracado no píer para a operação de carregamento, com foco na liberação inicial e final, quanto na exposição da companhia a faturamentos errôneos impactados por incertezas de medição.

4.1. A diminuição do risco de ocorrência de sobre estadia

Como foi visto no capítulo 2, em um contrato entre fornecedor e cliente, é acordada uma faixa para carga e descarga, ou seja, um intervalo de tempo no qual as operações de carregamento e descarga devem ocorrer.

Durante a operação de carregamento, os recursos logísticos envolvidos ficam indisponíveis para outras operações. No caso da Petrobras não existe um terminal ou píer que seja exclusivo para operação de exportação, dessa forma as diversas operações “competem” por uma janela de tempo para utilização dos mesmos recursos”.

A decisão da companhia de atracar um navio para realizar um carregamento para exportação pode atrasar a descarga de outro navio de petróleo, oriundo de cabotagem ou importação, e com isso gerar uma demora na internação de petróleo nas suas refinarias, lembrando que existe uma diferença de especificação entre os óleos importados e exportados que justifica essas duas operações, ou, em outras palavras, o óleo nacional exportado não atende a demanda que é atendida pelo petróleo importado.

A ocorrência de sobre estadia na operação de carregamento, além de aumentar a indisponibilidade dos recursos logísticos envolvidos nessa operação, compromete também o atendimento a faixa de descarga. Entre as multas contratuais previstas, o não atendimento da faixa de descarga é uma das mais sérias, uma vez que pode, entre outros prejuízos, ter impacto direto no plano de refino do cliente, podendo resultar em parada de produção de derivados em refinarias que seriam atendidas pela carga não entregue no período acordado.

A ocorrência de sobre estadia pode resultar em diversos problemas operacionais e financeiros para a companhia, direta e indiretamente, ao contrário do é visto nas análises comuns de prejuízos relacionados a sobre estadia, nas quais apenas os custos diretos são considerados.

A sobre estadia passa a ser contada a partir do fim do *laytime*, que é o tempo previsto para a operação de carregamento. O *laytime* pode ser dividido em três grupos de tarefas, a liberação inicial, o carregamento propriamente dito, ou seja, o bombeio de petróleo para os tanques do navio, e a liberação final.

O tempo de bombeio não é impactado pela utilização ou não da medição dinâmica, portanto analisaremos apenas a liberação inicial e a final. Para exemplificar o quanto podem ser diferentes os tempos de liberação inicial e final para uma operação de carregamento de um navio de petróleo para a exportação, foram analisados os registros de ocorrências operacionais de dez operações desse tipo ocorridas no Terminal de Angra dos Reis entre os meses de fevereiro e março de 2012. A partir do registro de ocorrências operacionais dessas operações, verificamos que o menor tempo para liberação inicial do navio foi de 4 horas e o tempo máximo foi de 12 horas. Já o menor tempo gasto com a liberação final do navio foi de 2 horas e o máximo de 5 horas.

A variação no tempo gasto com a liberação inicial deve-se em grande parte a problemas operacionais como conexão dos mangotes do navio e teste de pressão de bombas. Em relação à medição de produtos, na liberação inicial são verificados os tanques do navio para checar se estão vazios ou se existe remanescente a bordo. Caso exista remanescente, este pode ser medido e amostrado. Este remanescente geralmente é medido também após a última operação do navio e, em relação a ele, foi expedido um certificado de origem.

A informação sobre a quantidade de remanescente a bordo antes do carregamento é utilizada em duas situações. A primeira quando o faturamento é realizado com base na quantidade final medidas nos tanques do navio, das qual deverá ser subtraído o remanescente para se obter a quantidade efetivamente carregada, e a segunda na análise do carregamento quando se compara as medições do navio com as de tanque de terra.

A utilização da medição dinâmica faz com que seja perfeitamente razoável aceitar o certificado de origem, afinal não terá impacto no faturamento do navio, que será baseado nas informações do medidor dinâmico, e nem na análise do carregamento, afinal se uma diferença significativa for encontrada entre as medições, a dinâmica apresenta uma maior exatidão que as demais.

Na liberação final, a tarefa que mais demanda tempo é a medição e, principalmente, amostragem do navio, além dos cálculos das quantidades carregadas. A utilização da medição automática pode dispensar a necessidade de amostragem dos tanques do navio, uma vez que já temos amostras significativas do petróleo carregado extraídas pelo amostrador automático em linha e dos tanques de terra expedidores que são extraídas antes da atracação do navio.

Nas ocasiões em que não houver tempo hábil para aguardar o resultado da análise laboratorial para o cálculo de quantidades, aplica-se a densidade do produto amostrado nos tanques de terra antes da operação de carregamento.

4.2. A exposição a perdas de receita devido a incertezas de medição.

Às medições de petróleo, ou de quaisquer outros grânéis líquidos, está associada a uma incerteza, não importando método ou tecnologia associada. O objetivo de analisar as operações, sob o aspecto da metrologia, é minimizar essa incerteza. Em outras palavras, quando falamos de medição para faturamento, temos que diminuir a exposição da companhia a faturamento equivocados.

Basrawi (1999, p.4-7) elaborou uma projeção anual da exposição da petrolífera Saudi Aramco à perdas de receitas anuais devido falta de exatidão e precisão nas medições de petróleo e derivados comercializados pela companhia, considerando os valores dessas vendas, e ponderou pela máxima diferença aceita contratualmente como conforme, ou seja, 0,5%. Ele concluiu que a Saudi Aramco, com os dados da época, estava exposta a uma perda anual de até U\$ 255 milhões, conforme mostrado na Figura 37:

PETROLEUM LOSS	Crude Oil = 8 MMBPD		0.5 % Error = 40 MBPD @ \$ 15.00 / BBL = \$ 600,000.00 / D
	Liquefied Petroleum Gas LPG = 600 MMBPD		0.5 % Error = 3 MBPD @ \$ 12.00 / BBL = \$ 36,000.00 / D
	Natural Gas NG = 2,700 MSCFD.		0.5 % Error = 13.5 MMSCFD @ \$ 0.50 / MSCF = \$ 6,750.00 / D
HYDROCARBON PRODUCT LOSS	Gasoline Diesel Jet Fuel	= 600 MBPD	0.5% Error = 3 MBPD @ \$ 22.00 / BBL = \$ 66,000.00/D
TOTAL POTENTIAL ANNUAL LOSS	± 0.5% Measurement Error		\$ 255,150,000.00 which is non recoverable .

Figura 37 – Potencial de perdas anuais (Basrawi, 1999, p.7)

Deste modo, (Basrawi, 1999, p.7), formulou que:

“A principal finalidade de atingir, e manter, a precisão na medição e a integridade e segurança de sistemas de medição é, sobretudo, a satisfação do cliente e/ou fornecedor. Nós não podemos ser responsabilizados pelo que não podemos medir. A responsabilidade pode ser alcançada através da aplicação de um controle adequado, que implica na utilização de procedimentos de medição com base em padrões primários, na correta instalação de equipamentos de medição, na otimização de sistemas de medição, minimizando perdas e proporcionando instalações operacionais e de medição mais eficientes e na aplicação de equipamentos de medição e tecnologias de baixo custo.”

Devemos atentar que muito embora nos contratos de comercialização esteja prevista uma diferença de mais ou menos 0,5%, quando comparamos as quantidades expeditas pelos tanques de terra e as quantidades recebidas pelo navio, a precisão que está associada à medição utilizada para faturamento possui uma incerteza menor que 0,5 %. No caso da Saudi Aramco, segundo Basrawi, (1999, p.6), para as exportações de petróleo, é esperada uma precisão melhor que 0,25 %.

Fazendo uma estimativa dos montantes relativos as movimentações anuais de petróleo exportado pela Petrobras, com uma incerteza de 0,5 %, a exposição a perdas financeiras anuais seria de aproximadamente U\$ 85 milhões, o que justifica investimentos em um sistema de medição mais preciso.

4.3. Limitações dos sistemas de medição

A seguir analisaremos os problemas referentes aos três métodos de medição estudados no capítulo anterior, analisando as limitações de cada sistema, tentando concluir sobre as incertezas associadas a cada um.

4.3.1. Limitações nas medições tanques de navios

Os tanques dos navios não são projetados para serem utilizados para medir volumes de produto contidos em seu interior. Suas estimativas de volume são derivadas dos desenhos de projetos. Apesar de sistemas que possibilitam a arqueação dos tanques do navio já estarem disponíveis, esse procedimento ainda não é comum.

Existe uma diferença entre o volume físico do tanque do navio e o volume para o qual ele foi projetado, fazendo com que a capacidade do tanque seja ligeiramente maior ou menor que a projetada, além disso, as chapas do costado do navio sofrem compressão e dilatação devido a diferenças de temperatura e

pressões hidrostáticas. Essas diferenças são ajustadas pelo FEN – Fator de Experiência do navio, conforme verificamos em 3.1.7.

O FEN é calculado a partir do histórico das viagens anteriores, considerando as diferenças entre as medições realizadas no próprio navio e nos tanques de terra, ou seja, ele acumula todas as incertezas das medições que são consideradas em seu cálculo. Além disso, em alguns casos, é possível que entre as viagens consideradas inicialmente para o cálculo, o número de viagens descartadas seja maior que o número de viagens utilizadas, o que permite que seja discutida a representatividade da amostra final utilizada.

A grande maioria dos navios petroleiros trabalha com seus tanques inertizados para minimizar o risco de explosões, por exemplo, e os tanques possuem sistema de *ullagem* fechada, ou seja, uma trena automática é acoplada a boca de medição e, através dela, são realizadas as medições de nível e temperatura.

Os navios, quando solicitados, apresentam um certificado de calibração que data do momento em que o equipamento foi adquirido. Uma vez que os navios, principalmente os que realizam viagens de longo curso, caso das exportações de petróleo realizadas pela Petrobras, não fazem verificações periódicas desses equipamentos, comparando suas medições com medições realizadas por um instrumento padrão, não é possível garantir a precisão das medições realizadas por essas trenas.

Como não existe um padrão para esse equipamento, sendo que cada navio possui uma trena compatível com o diâmetro e o formato de sua boca de medição, o que impossibilita que terminal ou as firmas inspetoras utilizem uma trena própria, devidamente calibrada, para efetuar as medições.

Outro ponto é a correção devido ao alinhamento do navio, que é impactada pela verificação do calado do navio, antes e após a operação, realizada, na maioria das vezes, visualmente da parte externa do navio, muito embora seja previsto em norma também a utilização do clinômetro do navio, que é mais preciso. Os calados são determinados com uma precisão de 100 mm, ou seja, muito maior que a precisão referente a medição de nível que é de 1 mm.

Além disso, a posição da boca do tanque do navio impacta na apuração de nível, quando o navio possui inclinação, e de temperatura nos casos em que esta possa diferir significativamente de outro ponto (proximidade de casa de máquinas do navio, por exemplo).

4.3.2. Limitações nas medições tanques de terra

Abordaremos agora os problemas relacionados às medições em tanques de terra que implicam na incerteza associada ao método.

Neste caso, os problemas se iniciam, assim como a ocorreu nas medições em tanques de navios, antes do procedimento de medição, mais precisamente na arqueação do tanque de terra. Como vimos em 3.2.1, a atividade de arqueação de tanques, no Brasil, é de responsabilidade do Inmetro, que atua como executor das mesmas juntamente com os órgãos metrológicos estaduais, também conhecidos como IPEM's. Porém, atualmente, nos processos de arqueação de tanques de terra, não há padronização dos procedimentos de medição, assim como, do processamento e apresentação dos resultados, sendo essa uma das potenciais causas de divergências nas operações de transferência de custódia envolvendo dados de tabelas volumétricas geradas por instituições de diferentes estados. Assim, como não existe regulamentação nacional específica para a atividade, deve-se considerar além dos requisitos da Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 001 de 2000, o especificado na OIML R 71, que também utiliza a norma ISO 7507 como documento complementar.

Mas, nas arqueações realizadas pelo Inmetro, alguns itens importantes do especificado na norma ISO 7507 não são observados, como por exemplo: não é considerada a correção de dilatação de chapa, é realizada apenas uma medição de circunferência por anel, sendo que são previstas três medições, não é necessário realizar a medição de circunferência em um mesmo ponto até que duas sejam coincidentes.

Dessa forma, podemos dizer que converter o dado primário na medição de um tanque de terra, que é o nível do produto, em um volume de produto, através da tabela volumétrica do tanque, já implica em uma incerteza considerável e de difícil dimensionamento.

Sobre o procedimento de medição do tanque de terra, propriamente dito, a primeira observação que se faz é referente a repetitividade da medição, que é, segundo o vocabulário internacional de metrologia a precisão da medição sob um conjunto de condições de repetitividade, ou seja, conjunto de condições, as quais compreendem o mesmo procedimento de medição, os mesmos operadores, o mesmo sistema de medição, as mesmas condições de operação e o mesmo local, assim como medições repetidas no mesmo objeto ou em objetos similares durante um curto período de tempo.

Uma vez que a determinação do volume expedido de um tanque de terra é dada pela diferença entre o volume inicial e final do tanque, deve-se observar para as duas medições, antes e depois do bombeio de produto para o navio, a repetitividade da medição. Não é preciso muita análise para se concluir que isso não é factível. Diversos são os detalhes que impedem a repetitividade da medição, como por exemplo, os casos em que a duração do bombeio excede o turno de serviço do operador que realizou a medição inicial.

A medição de nível, sendo manual ou através de ATG, está sujeita ainda a algumas condições inerentes ao próprio sistema de medição que influenciam a exatidão do equipamento como, por exemplo: exatidão da tabela de arqueação, incluindo o efeito de inclinação e pressão hidrostática, trabalho de fundo do tanque; incrustações, movimento do ponto de referência (altura de referência) durante as transferências do tanque ou devido à expansão térmica. Ambos influenciam a medição da *ullage*, movimento vertical da mesa de medição usada para calibrar o ATG durante as transferências do tanque. Esses movimentos influenciam a medição *Innage*, erros sistemáticos e aleatórios em nível, densidade e medida de temperatura, expansão do diâmetro do tanque devido à temperatura; alterações dos procedimentos operacionais usados nas transferências, pequena quantidade de volume transferido, onde se observa elevada incerteza da medição pela pequena diferença de nível evidenciado no tanque, alteração das propriedades físicas e elétricas do líquido e/ou vapor.

A medição automática possui algumas limitações de exatidão exclusivas: erros na medida do nível causado pela aderência e/ou levantamento de tetos flutuantes, erros causados pela instalação imprópria do ATG, erros na transmissão do nível do tanque e da informação da temperatura pela leitura remota.

Já a apuração da temperatura do produto contido no tanque é impactada também por alguns aspectos que implicam em uma incerteza de medição, se destacando o fato do produto no interior do tanque possuir inúmeras curvas térmicas, ou seja, possui diversos pontos com temperaturas diferentes e uma média de apenas três desses pontos pode não ser representativa, o que deve ser minimizado com o uso do ATT e a tomada de mais pontos de medição de temperatura. Em ambos os casos as medições de temperatura são tomadas em uma linha paralela ao costado do tanque, o que pode também ocasionar uma medida de temperatura do produto não representativa em casos em que ocorre a incidência de luz solar em um dos lados do tanque, por exemplo.

Nas medições de nível e temperatura, manuais ou automáticas, é indispensável que o terminal possua trenas e termômetros devidamente calibrados, para serem utilizados como padrões na verificação de outro sistema de medição e/ou na rotina de execução das medições. Um instrumento de medição considerado calibrado deve apresentar um certificado de calibração válido que atenda uma série de requisitos. Entre os requisitos, o mais importante é permitir a rastreabilidade da calibração, ou seja, a possibilidade do resultado de uma medição estar relacionado a padrões apropriados, nacionais ou internacionais, através de uma cadeia ininterrupta de comparações.

Para ser aceito internacionalmente, caso do uso em medições relativas a exportações de petróleo, o certificado deve ser emitido por instituição acreditada junto ao Inmetro, conforme está previsto DOQ-CGCRE-007, emitido pelo próprio Inmetro, que trata das informações sobre os acordos de reconhecimento mútuo no campo da acreditação. O certificado, entre outras informações, deve informar os padrões e variáveis utilizadas, que devem rastreáveis junto a RBC e, conseqüentemente, junto a OMM, o nome do técnico responsável, data do ensaio e período de validade e os resultados da calibração.

4.3.3. Limitações nas medições dinâmicas

Um contrato de comercialização de petróleo típico define um padrão de medição específico, como por exemplo, o API. As normas do API são baseadas em "melhores práticas" e procuram definir a aplicação adequada de um medidor de fluxo específico. Existem outros padrões reconhecidos, mas todos estes padrões têm uma coisa em comum, todos se esforçam para minimizar o erro de medição, que pode ser definido como a diferença entre a quantidade medida e o valor real da quantidade.

Segundo Kalivoda (2005, p.1-2), existem quatro tipos de erro de medição: erros expurgáveis, que podem ser facilmente identificados e eliminados; erros aleatórios definidos como variações em condições normais e distribuídos normalmente sobre uma média, sendo analisados estatisticamente e eliminados; erros sistemáticos constante que é um viés particular de uma instalação, e os erros sistemáticos variáveis que são uma tendência que varia durante a vida útil do equipamento. Temos ainda os critérios associados aos sistemas de medição que são a repetitividade, ou a variação do *meter factor* sob condições estáveis de operação, a linearidade, ou a variação do *meter factor* em um intervalo com temperatura, pressão e viscosidade constantes, a reprodutibilidade, ou a

variação do *meter factor* ao longo do tempo, e ainda a verificação no local de operação que é a única maneira de determinar e corrigir as constantes e variáveis relacionadas a erros sistêmicos.

Certos tipos de medidores de vazão são capazes de medir uma gama de vazões maiores do que outros, para o mesmo diâmetro de linha. A escolha de um medidor pode, portanto, ter impacto sobre o número necessário de operações desse medidor, sendo assim, as vazões que o equipamento estará suscetível durante sua vida útil deve ser considerada na escolha do medidor. Após a escolha do sistema de medição dinâmica adequado, deve ser considerada a importância de operar este sistema de medição, sob o ponto de vista metrológico, com base na legislação, em referências normativas reconhecidas e na experiência prática. Porém, a escolha do medidor adequado é apenas um dos fatores que influenciam o desempenho de um sistema de medição.

Um fator que deve ser observado é que, para a comprovação legal de rastreabilidade metrológica de uma EMED, é necessária a comprovação legal da rastreabilidade de cada instrumento que a compõe, conforme listado abaixo:

- Medidores: Certificados de calibração do provador e dos instrumentos associados (transmissores e sensores da linha de medição e do provador e computador de vazão).
- Provadores: Certificados de calibração da medida padrão (vaso Seraphin), termômetros, manômetros, balança (método gravimétrico), etc.
- Malhas de medição: Certificados de calibração dos respectivos padrões (termômetros, manômetros, picnômetro, calibradores, multímetros, RTDs, etc.)

As limitações da medição dinâmica de petróleo estão associadas também à escolha, a instalação, a calibração, a manutenção e ao acompanhamento da EMED que, caso sejam cuidadosamente verificados, proporcionam, às medições dinâmicas, uma precisão maior que as medições realizadas em tanques de navios e em tanques de terra.

Em termos econômicos, a concepção de sistemas dinâmicos de medição de transferência de custódia torna-se uma relação de custo versus risco. Kalidova (2008, p.5) apresenta, através da Tabela 9, o custo potencial de erros de medição sistêmicas em diferentes níveis de incerteza e mostra claramente que o custo de um erro sistêmico em um grande sistema pode ser um risco substancial. A implicação mais sutil dessa tabela é que risco do uso de um medidor de grande capacidade é substancialmente maior que o uso de vários medidores de menor capacidade.

Tabela 9 – Adaptado de *Systemic uncertainty risk*. (Kalidova, 2008, p.5)

Incerteza sistêmica (+/- %)	Valor Diário(US \$)			Valor Anual (US \$ Milhões)		
	Barris por hora					
	10.000	20.000	30.000	10.000	20.000	30.000
0,1%	\$11,520	\$57,600	\$111,200	\$4	\$21	\$42
0,2%	\$34,560	\$172,800	\$345,600	\$13	\$63	\$126
0,3%	\$46,080	\$230,400	\$460,800	\$17	\$84	\$168
0,4%	\$57,600	\$288,000	\$576,000	\$21	\$105	\$210
0,5%	\$34,560	\$172,800	\$345,600	\$13	\$63	\$126

Os sistemas de medição dinâmica, quando devidamente validados com a utilização de um provador, oferecem a precisão requerida para a transferência de custódia e torna-se fundamental para que seja obtida uma boa relação entre custo e risco.

Também é recomendável que um sistema de medição seja validado por um provador no local de operação. Se o medidor for retirado e validado em laboratório, por exemplo, uma incerteza grande é introduzida no sistema, uma vez que as condições operacionais não conseguem ser simuladas em nível satisfatório, sem contar as conseqüências do transporte e reinstalação do medidor.

Segundo Berto (1997, p. 4), entre as opções, os sistemas dinâmicos de medição proporcionam a mais alta precisão, podendo medir com uma precisão entre de $\pm 0,1$ %, sendo que a melhor precisão possível de ser atingida $\pm 0,05$ %. Em contrapartida, as transferências realizadas em tanques aferidos podem ter uma precisão de $\pm 0,5$ %, a melhor precisão possível é de $\pm 0,25$ %, sobre uma parcela de tanque cheio. Já Basrawi (1999, p.10-11) apresenta, na Tabela 10, uma comparação entre sistemas de medição dinâmica de petróleo de derivados, analisando custos, precisão, benefícios, vantagens e desvantagens. Essa comparação ilustra o quanto pode ser atrativa a opção por sistemas dinâmicos de medição.

Tabela 10 - Attributes of flow measurement devices (Basrawi,1999, p.10-11)

Technology	Accuracy	Cost	Savings	Advantages	Disadvantages
Master Meter	Comparable To Waterdraw Volume, $\pm 0.05\%$ Deviation. 0.02% Repeatability.	\$25.000	\$500,000.00 & 15,000.00 Man Hours Annually.	Accurate. Repeatable. Calibration with Process Fluid.	Traceable to Secondary Standards
Water Cut Meter	$\pm 0.05\%$ For 0 to 1% Water In Crude. $\pm 0.5\%$ For 1 to 20% Water In Crude. $\pm 1.0\%$ For 20 to 50% Water In Crude. $\pm 5.0\%$ For 50 to 100% Water In Crude.	\$50.000	Labor, Operation, & Maintenance Cost.	In Line Reading. Minimum Pressure Drop. Temperature Compensated. Easy Calibration.	Requires Mixer Upstream
Hellicoid Meter	$\pm 0.25\%$ Of Reading. 0.02% Repeatability	\$65.000	Labor, Operation, & Maintenance Cost.	Single Rotating Element. Low Press. Drop. Linearity Unaffected by Viscosity.	Poor Performance On Dry Waxy Crude.
Sonic Meter	$\pm 0.25\%$ Of Reading. 0.02% Repeatability. Can Detect Flows As Low As 1mm/s.	\$5.000	Labor, Operation, & Maintenance Cost.	Labor, Operation, & Maintenance Cost.	Works Well Only On Dry Fluids.
Orifice Meter	$\pm 0.5-1.0\%$ Of Reading. 0.02% Repeatability.	\$3.500	Labor, Operation, & Maintenance Cost.	No Moving Parts. Flow Expressed In Volume or Mass.	Requires Flow Conditioner Upstream. Secondary Standard Traceable
Mass Meter	$\pm 0.2\%$ Of Rate Operated At Fluid Velocities Between 0.12 & 12. m/s (0.4 and 40 f/s).	\$65.000	Labor, Operation, & Maintenance Cost.	Direct Mass Measure. No Moving Parts. Unaffected by Temperature.	High Pressure Drop for Low Flow Rates.

A relação entre a ordem dos valores relativos a investimentos e a ordem dos valores relativos a exposição financeiras estimadas em 4.2, nos permite verificar que de fato os investimentos são justificados. No caso de medição de petróleo no carregamento do navio, a opção recomendável na planilha seria o *Máster Meter*, que pode atingir, se observadas todas as recomendações de instalação, manutenção e calibração, uma repetitividade de 0,02% e uma incerteza de 0,05% índices que seguramente são inatingíveis em medições realizadas em tanques de terra ou navio, mesmo que atendidas todas as recomendações referentes a equipamentos e procedimentos apresentadas anteriormente.

5 Conclusões e Recomendações

A presente pesquisa contribuiu para o avanço do conhecimento acerca das operações de carregamento de navio de petróleo com destino a exportação, no que tange a minimização do tempo de ocupação de píer e a conseqüente minimização da indisponibilidade dos outros recursos logísticos imobilizados, navio e tanque de terra, através da análise da medição para faturamento das quantidades movimentadas, sob a ótica da metrologia legal e do atendimento a Legislação Aduaneira, além de Normas e Regulamentações Técnicas.

Os resultados obtidos permitiram que o objetivo geral proposto na Introdução dessa pesquisa, na forma de três questões a serem respondidas, fosse alcançado.

Com relação à primeira questão da pesquisa em que a utilização da medição dinâmica dos volumes de petróleo expedidos para carregamento de navio com destino a exportação diminui o tempo gasto com a liberação inicial e final do navio, foi possível evidenciar que de fato a utilização da medição dinâmica abrevia as operações, ao passo que permite que algumas tarefas, principalmente relativas à liberação final do navio, sejam ou agilizadas ou descartadas, uma vez que a principal preocupação neste momento, que é em relação a uma informação qualitativa e quantitativa confiável a cerca da quantidade a ser exportada, foi atendida.

Com relação à segunda questão da pesquisa onde adotando a medição dinâmica na comercialização de petróleo e derivados a Petrobras diminui sua exposição a erros de medição e conseqüentemente faturamentos equivocados, foi verificado que devido ao fato da medição dinâmica apresentar uma precisão maior que os outros métodos analisados, ela apresenta um resultado de maior confiabilidade, diminuindo assim a exposição da companhia a faturamentos errôneos.

Com relação à terceira questão da pesquisa na qual os valores relativos a uma diminuição da exposição da companhia, citadas na pergunta anterior, justificariam o investimento para implementar a medição dinâmica de produtos nos terminais a partir dos quais ela realiza suas exportações, foi possível

demonstrar que, considerando os valores envolvidos nos faturamentos das movimentações de petróleo com destino a exportação e as incertezas associadas aos diversos métodos de medição abordados, que é plenamente justificável o investimento na implementação da medição dinâmica, muito embora exista impossibilidade de determinar o retorno financeiro do investimento.

O investimento em sistemas de medição dinâmicos, no intuito de diminuir a exposição da companhia a faturamentos errôneos, segue a mesma lógica de um seguro, afinal não se pode concluir, ao final de um período, se houve um ganho financeiro real e, muito menos, estimar o retorno do investimento. Mas, a questão é estar protegido em relação às perdas e ter segurança nos controles de movimentações de produto e nos inventários de estoque.

Além disso, o conceito de utilização de medição dinâmica, além de estar associado à precisão, está associado à impossibilidade de se utilizar outro sistema. São exemplos disso o fornecimento de água residencial e a comercialização de combustíveis nos postos de abastecimento. Nesses dois casos não se imagina qualquer outra forma de medição que não seja a dinâmica, uma vez que qualquer outra inviabilizaria o processo, dado o número de operações que deveriam ser realizadas.

Vale ainda ressaltar que principais países exportadores de petróleo do mundo utilizam largamente sistemas de medição dinâmica, ao invés das medições estáticas. Citamos o caso da Arábia Saudita no capítulo 4, com o exemplo da companhia Saudi Aramco. No Kuwait, a KOC (Kuwait Oil Company Ltd) afirma que *“a transferência de custódia de petróleo bruto para exportação e abastecimento das refinarias são medidos de forma dinâmica e que estes sistemas de medição dinâmica são utilizados para tornar precisas as medições de petróleo bruto e evitar as perdas devido a variações de medição e/ou erros”*. A norma Norsok I – 105 *Fiscal measurement systems for hydrocarbon liquid* (2007, p.3-6), define que na Noruega *“as medições fiscais de petróleo são baseadas em sistemas dinâmicos de medição”*. Ainda é definido que a incerteza admitida nas medições é de $\pm 0,30\%$. No Iraque, de acordo com o Hydrocarbon Measurement Code (2007, p.19), são previstas medições dinâmicas para transferência de custódia com incerteza de $\pm 0,30\%$.

Lembrando que Arábia Saudita, Kuwait, Noruega e Iraque são países que estão entre os dez maiores exportadores de petróleo do mundo, de acordo com o site *The World Factbook*.

É importante ressaltar que as medições em tanques de terra, quando realizada conforme as boas práticas previstas em normas e procedimentos, podem ser um importante auxílio no aumento da confiabilidade do próprio sistema de medição dinâmica, uma vez que a comparação continua entre as duas medições constitui uma variável importante para avaliar o comportamento dos medidores ao longo do tempo.

Para trabalhos futuros de desdobramento dos assuntos tratados nessa pesquisa e aprofundamento dos seus resultados, propõem-se uma análise das outras modalidades de comercialização, comércio interno e importação, além de incluir no objeto de estudo os derivados de petróleo, analisando de maneira global as medições para faturamento realizadas pela Petrobras, concluindo a respeito das fragilidades apresentadas pelo sistema e propondo soluções que minimizem a exposição a faturamentos equivocados.

É recomendável que a companhia mantenha um esforço contínuo de associar a melhor precisão e exatidão possíveis às suas medições para faturamento, utilizando as tecnologias disponíveis que sejam mais eficazes nesse sentido, mantendo rotinas de treinamento e reciclagem de seus operadores nos procedimentos de medição, além de manter uma participação ativa junto a instituições metrológicas nacionais e internacionais, principalmente junto ao Inmetro que no Brasil tem como responsabilidade produzir e/ou validar os procedimentos utilizados na metrologia legal.

Destaca-se também a importância da atuação da Petrobras junto aos seus clientes, avaliando suas instalações, analisando consultas e reclamações em relação à medição para faturamento, participando de comitês de faltas e sobras e permitindo que os clientes tenham acesso às suas instalações e aos processos de medição.

Por fim destaca-se a importância da elaboração de cláusulas contratuais, que resguardecem os interesses da companhia nos contratos de comercialização, a respeito de medição para faturamento, atentando para restrições operacionais, metrológicas e relacionadas à especificação de qualidade de produto.

Glossário

Água Emulsionada - Água contida no óleo, sob a forma de pequenas gotículas finamente dispersas ou em solução.

Água Livre - Água presente em um tanque que não está em suspensão ou dissolvido em petróleo

Altura de Flutuação - Distância vertical entre o ponto de referência inferior localizado na face superior da mesa de medição e a posição onde o teto ou selo flutuante inicia a flutuação.

Altura de imersão - Distância vertical entre o ponto de referência inferior localizado na face superior da mesa de medição e a posição onde o líquido toca o teto ou selo.

Altura de referência - Distância vertical entre o ponto de referência inferior, localizado na face superior da mesa de medição, e o ponto de referência superior, na boca de medição.

Altura útil - Distância vertical máxima do nível de líquido a partir da mesa de medição, na vertical de medição, respeitando o limite de segurança.

Amostra de Costado - Amostra obtida por intermédio de um amostrador de costado.

Amostra de Meio - Amostra de nível obtida no meio do nível do produto contido no tanque.

Amostra de Fundo - Amostra de nível obtida no meio do terço inferior do produto contido no tanque.

Amostra proporcional à vazão - Amostra de linha obtida durante todo o período de transferência de uma batelada, em uma taxa que é proporcional à vazão instantânea do líquido.

Amostra proporcional ao tempo - Amostra de linha obtida durante todo o período de transferência de uma batelada, composta de volumes iguais em intervalos de tempo uniformes.

Amostra Topo - Amostra de nível obtida no meio do terço superior do produto contido no tanque. Ver figura 1.

Amostra-Testemunho - Amostra representativa do produto devidamente identificada, lacrada e assinada pelas partes envolvidas. A assinatura pela

terceira parte envolvida não é obrigatória para amostras-testemunho coletadas em tanques e linhas dentro das unidades operacionais.

Anel - Conjunto de chapas de aço calandradas unidas entre si formando o costado dos tanques.

ANP - Agência Nacional do Petróleo e B combustíveis

ANVISA - Agência Nacional de Vigilância Sanitária

API - American Petroleum Institute

API MPMS - American Petroleum Institute - Manual of Petroleum Measurement Standards

Arqueação - Conjunto de operações efetuadas num tanque para determinar a sua capacidade até um ou vários níveis de enchimento. Quando o tanque já foi arqueado anteriormente, pode ser chamada de rearqueação.

ATG (Automatic Tank Gauge) - Medidor automático de nível de tanque (radar ou servo operado). Instrumento que mede automaticamente e mostra o nível do líquido ou do espaço vazio em um ou mais tanques continuamente, periodicamente ou sob demanda.

ATT (Automatic Tank Temperature) - Sistemas automáticos de medição de temperatura em tanques. Determinam a temperatura mais representativa do produto no tanque, através de medição contínua, periódica ou sob demanda. Subsidiem a quantificação de produto, na temperatura de base, quando usados em conjunto com sistemas automáticos de medição de nível em tanques (ATG);

Boca de medição - Abertura existente na parte superior do tanque, dotada de tampa, destinada a introdução da trena de profundidade (sondagem) para medição da altura do produto, altura de referência e o espaço vazio.

Brent - Petróleo bruto de referência extraído no Mar do Norte, negociado em Londres.

BSW - Sedimentos e/ou água suspensos em petróleo.

Calado - Distância vertical entre a superfície da água e a parte mais baixa do navio medida na secção a meia-nau

Capacidade Nominal - Valor arredondado de volume máximo de líquido que um tanque pode conter nas condições normais de uso.

Capacidade Tabelada - Volume máximo de produto que um tanque pode conter após sua arqueação.

Certificado de Arqueação - Documento de caráter oficial, que acompanha a tabela volumétrica, certificando que foi procedida a arqueação de um tanque/reservatório, com vistas a atender exigências legais e informando as características do tanque arqueado e o prazo de validade da mesma.

Certificado de Ensaio - Registro da qualidade que apresenta resultados, referências metodológicas, especificação (quando aplicável), ensaios e unidades de medidas, que contemplam as exigências legais dos organismos regulamentadores do setor de petróleo ou exigências contratuais específicas.

Corte - A linha de demarcação na medição escala feita pelo produto a ser medido

Costado - Superfície lateral do tanque formada por anéis de chapa de aço, fibra, concreto ou similares.

EI - Energy Institute

Emulsão - Toda dispersão do produto com água que não se separa espontaneamente.

Espaço Vazio - Distância medida sobre a vertical de medição, desde o nível da superfície do produto até o ponto de referência superior.

Estruturas internas ou externas - Acessórios ou dispositivos instalados no tanque internamente ou externamente, que influenciam na capacidade volumétrica do tanque, sendo considerados como volumes mortos e/ou volumes adicionais.

GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

IPEM - Instituto de Pesos e Medidas

List - inclinação ou a inclinação de um navio, expressa em graus bombordo ou estibordo.

Medição Direta - Medição da altura do produto ou do espaço cheio ("innage").

Medição Indireta - Medição do espaço vazio ("ullage"), que é a distância entre a superfície do produto e o ponto de referência.

Medição Inicial - Medição efetuada antes da operação do tanque.

Memória de cálculo - Conjunto de considerações físicas e matemáticas utilizadas durante todo o processo de arqueação.

Mesa de Medição - Placa de metal, de superfície lisa e perfeitamente nivelada, fixada ao fundo ou ao costado do tanque, localizada na vertical de medição, cuja superfície superior é o ponto de referência inferior dessa vertical, sendo o ponto de partida da tabela volumétrica.

Misturador Estático - Dispositivo de mistura, que não possui peças móveis, instalado dentro de uma linha ou tubulação. A energia necessária para a mistura depende da energia cinética do líquido em movimento.

OIML - Organização Internacional de Metrologia Legal

Operação-Pulmão - Operação de envio e recebimento de produto ocorrendo simultaneamente em um mesmo tanque.

Pasta Detetora - Pasta que se aplica à trena, ao prumo ou a régua para facilitar a identificação do nível de água e/ou de produto claro.

Ponto de Referência - Marca fixada na borda ou no interior da boca de medição, onde todas as medições são efetuadas.

Produto homogêneo - Produto que apresenta, em amostras obtidas em qualquer ponto, resultados de ensaios de laboratório com diferenças aceitáveis dentro da precisão do método.

RBC - Rede Brasileira de Calibração

RBMLQ-I - Rede Brasileira de Metrologia Legal e Qualidade – Inmetro

RTM - Regulamentos Técnicos Metrológicos

Selo flutuante - Cobertura circular que flutua no líquido contido no tanque com a finalidade de diminuir as perdas por evaporação.

Tabela de Arqueação - Documento, certificado por órgão oficial, que indica o volume de um tanque em função da altura.

Teto Flutuante - Teto que flutua no líquido contido no tanque, exceto quando o nível do líquido é tal que o teto é sustentado pelos suportes de apoio.

Transbordo - Operação de envio e recebimento de produto entre navios tanques.

Transferência de Custódia - transferência legal e/ou comercial de produtos entre Unidades Operacionais ou para Clientes.

Trim - A condição de um navio em referência para a sua posição longitudinal na água.

Tubo de Medição - Tubo fixado no fundo do tanque, perfurado da boca de medição até próximo à mesa de medição.

Volume adicional - Volume de quaisquer estruturas ou acessórios, internos e/ou externos ao reservatório, que aumentem sua capacidade efetiva.

Volume morto - Volume de quaisquer estruturas ou acessórios internos ao reservatório, que diminuam sua capacidade efetiva.

WTI - se refere ao produto extraído principalmente na região do Golfo do México, negociado na Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Zona Crítica - A distância entre o ponto onde um teto flutuante está apoiado nos suportes até o ponto no qual o teto está flutuando livremente.

Referências Bibliográficas

1. TAVARES, MARIA ELISABETE E. (2005). *Análise do Refino no Brasil: estado e perspectivas - uma análise "cross-section"*, Rio de Janeiro, p. 2.
2. BASRAWI, YOUSSEF F. (1999). *Crude Hydrocarbon Measurement Technologies*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October 1999, Houston, Texas, p.3-11.
3. GARNER, BRYAN A. (2006) – *Black's Law Dictionary*. West Group. Saint Paul
4. MOKIA and DINWOODIE, 2002. Z. Mokia and J. Dinwoodie, *Spatial aspects of tanker laytimes*, Journal of Transport Geography, Vol. 10, Edição 1, p.39-49.
5. REDDY, KARIMI and SRINIVASAN, 2004. P. Chandra Prakash Reddy, I. A. Karimi and R. Srinivasan, *A new continuous-time formulation for scheduling crude oil operations*, Chemical Engineering Science, Vol. 59, p. 1325-1341.
6. Portaria ANP nº 311/2001
7. Norma Técnica Petrobras NBR – 2670 “*Liberção de Navios*”, revisão B, de 12/2012.
8. Portaria Inmetro nº 64 de 2003.
9. Resolução CNP nº 6 de 1970.
10. Portaria Conjunta ANP/Inmetro nº 1/2000.
11. Portaria Inmetro nº 319/09.
12. VIM 2008 - *Vocabulário Internacional de Metrologia – Conceitos Fundamentais e Gerais e Termos Associados* -2009
13. DOQ-CGCRE-007- *Informações sobre os Acordos de Reconhecimento Mútuo no Campo da Acreditação* - 2011.
14. SARACENI, PEDRO PAULO (2006). *Transporte Marítimo de Petróleo e Derivados*. Editora Interciência, Rio de Janeiro, p.7-24.
15. Matura, Sosedova and Slesinger (2009), *The issue of Claims to Maritime Transport of Cargo*, Zilina, p.1-13.

16. Protocolo MARPOL - Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios - 73/1978
17. API MPMS Chapter 17 - *Marine Measurement* - 2008.
18. CHAN, ANA (2003). *Arqueação de Tanques*. Conferência Rio Pipeline 2003, p. 2.
19. OLIVEIRA, ELCIO CRUZ; QUEIROZ, CLEUBER WUDSON TORRES; FERREIRA, ANDRÉ; SASSO, MARCELO; CHAVES, CARLOS EDUARDO; ROBERTSON, RICARDO; CANTARINO, WALTER LÚCIO G.; PORATH, MAURÍCIO CAMPOS e LAZARI, RENATO FERREIRA (2010). *Padronização de Procedimentos e Registros de Atividade de Arqueação de Tanques Cilíndricos Verticais no Brasil*. Rio Oil and Gás 2010, Rio de Janeiro, p. 1-5.
20. OIML R71 - Fixed storage tanks - General requirements - 1985
21. ISO 7507-1, *Petroleum and liquid petroleum products - Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 1: Strapping Method* - 1993.
22. ISO 7507-2, *Petroleum and liquid petroleum products - Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 2: Optical reference Line Method* - 1993.
23. ISO 7507-3, *Petroleum and liquid petroleum products - Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 3: Optical triangulation Method* - 1993.
24. ISO 7507-4, *Petroleum and liquid petroleum products - Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 4: Internal Electro Optical Distance Ranging Method* - 1995.
25. ISO 7507-5, *Petroleum and liquid petroleum products - Calibration of vertical cylindrical tanks – Part 5: External Electro Optical Distance Ranging Method* - 1995.
26. Institute of Petroleum - *Petroleum Measurement Manual - Part II Tank Calibration – Section 1 – Strapping, Internal diameter and internal calibration offset methods for the calibration of vertical cylindrical tanks*, 2000.
27. Portaria Inmetro nº 71/03
28. Portaria INPM nº. 15, de 02 de maio de 1967
29. API MPMS Chapter 7 - *Temperature Determination* - 2007.
30. Portaria Inmetro nº 64/03
31. ISO 2715 - *Liquid hydrocarbons - Volumetric measurement by turbine meter Systems* - 1981

32. API MPMS Chapter 5 - *Metering Section 3 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Turbine Meters* – 2005.
33. API MPMS Chapter 4 - *Proving Systems - Section 2 - Displacement Provers* - 2003.
34. API MPMS Chapter 12 - *Calculation of Petroleum Quantities - Section 2 - Calculation of Petroleum Quantities Using Dynamic Measurement Methods and Volumetric Correction Factors* - 1998.
35. API MPMS Chapter 21 - *Flow Measurement Using Electronic Metering Systems - Section 2 - Electronic Liquid Volume Measurement Using Positive Displacement and Turbine Meters* - 1998.
36. API MPMS Chapter 4 - *Proving Systems - Section 8 - Operation of Proving Systems* - 1995.
37. API MPMS Chapter 13 - *Statistical Aspects of Measuring and Sampling - Section 2 - Methods of Evaluating Meter Proving Data* - 1994.
38. KALIDOVA, R.J. (2005) - *A Comparison of Liquid Petroleum Meters for Custody Transfer Measurement* - 4th South East Asia Hydrocarbon Flow measurement Workshop in Kuala Lumpur, Malaysia. p.1-2.
39. KALIDOVA, R.J. (2008) - *Proving Liquid Ultrasonic Flow Meters for Custody Transfer Measurement*- 7th South Aisa Hydrocarbon Flow Measurement Workshop in Kuala Lumpur, Malaysia. p.5.
40. BERTO, FRANK J. (1997) *Review of tank measurement errors reveals techniques for greater accuracy*. Oil and Gas Journal 1997. p.4.
41. Sitio da KOC - Kuwait Oil Company Ltd, em 21/06/2012.
<http://www.kockw.com/Pages/About%20KOC/KOC%20Operations/CrudeMeteringSystem.aspx>
42. Norsok I - 105 *Fiscal measurement systems for hydrocarbon liquid*. (2007, p.3-6).
43. *Hydrocarbon Measurement Code* - Iraq Ministry of Oil. (2007)1st Edition. p. 19.
44. *The World Factbook* - Central Intelligence Agency, em 21/06/2012.
<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2176rank.html>