

EPUSP – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
Departamento de Engenharia Mecânica

**Análise de Sobra e Falta de Produto em
Terminais de Armazenamento de Petróleo**

André Fernando Ramalho de Oliveira
N.º USP: 603955
Data: 28/11/1998

ÍNDICE

1) Objetivos.....	01
2) Motivação.....	02
3) Público-Alvo.....	04
4) Classificação das Sobras e Faltas.....	05
5) Cuidados Iniciais.....	08
6) Desenvolvimento da Tabela de Arqueação.....	11
7) Procedimento de Cálculos.....	11
7.1) Medição do Nível de Produto.....	12
7.2) Fitas para Medição de Circunferências.....	16
7.3) Expansão e Contração de Tanques Devido ao Peso do Líquido.....	26
7.4) Expansão e Contração de Tanques de Aço Devido à Temperatura.....	30
7.5) Efeito da Inclinação da Porção Cilíndrica do Tanque.....	34
7.6) Teto ou Selo Flutuante.....	39
8) Resumo dos Dados da Tabela de Arqueação.....	44
9) Variação Total de Volume e Tabelas de Critério.....	45
10) Necessidades de Recalibração.....	48
11) Análise de Incertezas.....	50
11.1) Incertezas Padronizadas.....	52
11.2) Incerteza Padronizada Combinada.....	55
12) Conclusões.....	57
13) Referências Bibliográficas.....	60
14) Anexos.....	61
14.1) Manual de Controle de Produtos – Investigação das Sobras e Faltas.....	61
14.2) Exemplo de Tabela de Arqueação em Vigor.....	62

AGRADECIMENTOS

Aos que participaram da elaboração deste texto, meus sinceros agradecimentos. No decorrer deste ano, muitas pessoas contribuíram de alguma maneira para que este trabalho pudesse ser concluído. Gostaria de agradecer especialmente à minha família, que me apoiou e incentivou nos momentos difíceis das vésperas do prazo final de entrega deste relatório. Nesse sentido, gostaria de agradecer também ao professor Maurício Trielli do IPT e da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo que participou da banca de julgamento na apresentação deste trabalho. Agradeço aos engenheiros Nilton Gabardo, Alexandre Rafael e Rafael Alvarez do terminal Parque da Moóca da Esso Brasileira de Petróleo que nos deram acesso à informações e documentos fundamentais na execução deste estudo. Meus sinceros agradecimentos à estatística Olga do Laboratório de Vazão do IPT – São Paulo que contribuiu de forma objetiva e essencial na reta final do trabalho e ao eng^o. Jorge do INMETRO – Rio de Janeiro. Por fim, gostaria de agradecer aos professores Mariani e Marcos Tadeu da Escola Politécnica por suas orientações com relação à abordagem do assunto aqui tratado.

A todos, muito obrigado.

1) OBJETIVOS

Esse texto pretende destacar os fatores que levam à ocorrência de diferenças entre os apontamentos contábeis das companhias de petróleo e a observação em campo de estoques de produtos combustíveis.

Na busca de uma solução para este problema, pensou-se, inicialmente, em se projetar um novo sistema de medição e aferição dos componentes deste sistema, o qual seria utilizado para ratificar os controles existentes. No entanto, uma análise mais cautelosa mostrou que essa solução poderia bem caracterizar uma redundância em termos de controle. Cada terminal de distribuição das grandes companhias de petróleo apresenta, tanto para perdas e ganhos operacionais quanto de transporte de produto, mais do que um sistema de medição de modo que possam confrontar os resultados e analisar as diferenças (esses sistemas serão descritos no item (4) – Classificação das Sobras e Faltas). A dificuldade, frente aos diversos resultados apresentados entre cada sistema, é definir o nível de confiança que se pode ter sobre cada um e que resultados adotar como oficiais para questões de transferência de custódia.

Um aspecto interessante a ser levantado seria, por exemplo, a possibilidade da exatidão dos aparelhos de medição responder às expectativas gerenciais das companhias de petróleo. Para isso, é de vital importância o conhecimento dos fatores que podem influenciar os procedimentos de medição empregados.

Dessa maneira, o que se procurará fazer ao longo desse texto será uma análise comparativa entre o que se encontra hoje instalado num determinado terminal, o que é, em termos gerais, o que se observa na grande maioria dos terminais brasileiros, e as recomendações das normas de órgãos que tratam de equipamentos, procedimentos e

instalações da indústria do petróleo, buscando identificar pontos de discordância que poderiam levar a erros de medição.

A finalidade desse trabalho, enfim, é destacar aspectos que possam ser relevantes na consolidação de inventários em terminais de distribuição de derivados de petróleo e apresentar procedimentos alternativos para que se alcance um nível cada vez mais alto de exatidão das medidas obtidas em campo.

Pretende-se, com esse tratamento, identificar a natureza dos erros e os fatores de influência encontrados nas medições de volumes em terminais de distribuição de petróleo, e, com isso, possibilitar o ataque às causas de erro mais rapidamente. Com essas ações, espera-se reduzir os índices de sobra e falta hoje observados.

2) MOTIVAÇÃO

Controle compreende todos os meios desenvolvidos por uma organização para dirigir, restringir, governar e verificar as suas atividades, sendo seu propósito básico o de garantir a realização das expectativas gerenciais dos negócios. As metas ou a extensão das medidas de controle e procedimentos devem corresponder à natureza dos riscos e à probabilidade dos mesmos ocorrerem em circunstâncias particulares.

Para justificar e manter sob controle as diferenças entre os apontamentos contábeis e a verificação física de produtos, as empresas de petróleo lançam mão de índices de perda e ganho de seus produtos, doravante denominados sobra e falta, que são fixados como metas de desempenho operacional.

Muitas vezes, no entanto, os níveis de sobra e falta encontram-se fora dos limites

estabelecidos como razoáveis pelas organizações e as explicações para tanto surgem quando o fato objetivo da diferença entre apontamentos já está consumado. Isso pode gerar discussões judiciais com prejuízos financeiros para uma ou ambas as partes envolvidas numa transferência de custódia e acaba causando demoras na atuação sobre as causas de tais problemas.

Outros pontos que tornam premente a procura de uma solução que sane as dificuldades acima apontadas são os altos volumes movimentados e o valor dos produtos combustíveis. O faturamento bruto anual das companhias distribuidoras de grande porte instaladas no país gira em torno dos bilhões de dólares o que significa que sobras e faltas da ordem de 0,01% correspondem a centenas de milhares de dólares.

Ao lado disso, o crescimento da concorrência percebida pelo setor nos últimos anos aparece como fator adicional e não menos importante na necessidade de se reduzir os índices de sobra e falta.

O mercado brasileiro tem vivido um aumento significativo no número de empresas distribuidoras de petróleo as quais nem sempre atuam de forma idônea. Favorecidas pelas leis em vigor, pequenas empresas conseguem manobrar de forma a sonegar parte de seus impostos e repassar esses ganhos para os preços que praticam. Além disso, sabe-se que parte destas empresas de distribuição e alguns postos de abastecimento tem adotado uma prática conhecida como "dumping". Este consiste em se adicionar, irregularmente, solventes de borracha que possuem valores inferiores aos da gasolina e do diesel a esses produtos combustíveis, comprometendo a vida útil dos veículos. Dessa maneira estas empresas podem praticar preços de venda inferiores aos das grandes companhias o que tem proporcionado um aumento significativo de suas participações no mercado de distribuição.

Para combater tal crescimento, as grandes companhias tem adotado diferentes ações. Diversos processos estão correndo na justiça para que se diminuam as brechas para sonegação de impostos e o controle de qualidade nos postos de abastecimento tem se intensificado com vista à identificação daquelas empresas que vem praticando o "dumping".

Outra tática das grandes distribuidoras é procurar baixar seus índices de sobra e falta. Na época em que os preços dos combustíveis era regulamentado, na formulação do preço final de venda, o antigo DNC – Departamento Nacional de Combustíveis – considerava as perdas e ganhos, ou seja, os índices de sobra e falta acumulados durante determinado número de meses e repassava o valor financeiro desses índices ao consumidor. Atualmente, com a liberação dos preços, uma redução do nível de perdas e ganhos representa ou um aumento na margem de lucro das companhias, caso se opte por não alterar o preço de venda, ou uma redução do preço ao consumidor com consequente aumento do poder de concorrência.

Finalmente, as regulações ambientais recentes preveem o controle de índices de sobras e faltas como forma de evitar a contaminação de lençóis subterrâneos e a emissão de produtos voláteis na atmosfera.

3) PÚBLICO-ALVO

As maiores interessadas em estabelecer um procedimento ou técnica para contabilização de estoques de produtos combustíveis são as companhias distribuidoras de derivados de petróleo que possuem bases de distribuição próprias:

Texaco, Esso, Shell, Ipiranga-Atlantic, Petrobrás e Salemcó.

Já entre as distribuidoras de “bandeira branca”, ou seja, entre aquelas que possuem postos de abastecimento supridos por auto-tanques de mais de uma das companhias acima citadas, sem compromisso de exclusividade com qualquer uma delas, esse não é um problema relevante. Devido ao pequeno número de postos que administram, essas empresas entendem que não é competitivamente vantajoso manter bases de distribuição próprias e portanto, não é necessário controlar volumes gigantescos de combustíveis. Sendo assim, elas evitam controles como índices de sobra e falta, adotando procedimentos de verificação muito mais simples tais como inspeções visuais nos compartimentos de auto-tanques onde existem marcas aferidas pelo INMETRO comprovando o volume destes compartimentos, e gerenciam tanques de armazenagem de baixa capacidade onde pequenas distorções na contabilidade de seus estoques não representam valores financeiros muito elevados. Além disso, as pequenas empresas não tem estrutura para administrar eficientemente índices de desempenho operacional como os níveis de sobra e falta e acabam abrindo mão desses controles voltando suas atenções para outros assuntos.

Portanto, as grandes prejudicadas com possíveis enganos na verificação de seus estoques são justamente as maiores companhias do setor petrolífero que, devido ao grande número de postos de abastecimento a que fornecem, se vêem obrigadas a manter bases de distribuição próprias.

4) CLASSIFICAÇÃO DAS SOBRAS E FALTAS

As empresas costumam separar as sobras e faltas em dois tipos:

- Sobra e falta em trânsito

- Sobra e falta operacional

Sobra e falta em trânsito são os ganhos e perdas que envolvem o transporte do produto de um local para o outro. De acordo com o "Manual de Controle de Produto", seção Investigação das Sobras e Faltas, da Esso Brasileira de Petróleo, representam uma perda financeira bem maior do que a perda provocada pelas operações de armazenagem e manuseio. A sobra e falta em trânsito é o valor da diferença entre a quantidade de produto medida a uma temperatura qualquer e convertida a uma temperatura de referência no local supridor e a quantidade de produto medida a uma temperatura qualquer e convertida a uma temperatura de referência no local recebedor.

As sobras e faltas operacionais são aquelas que ocorrem devido às operações de armazenagem e manuseio do produto, no interior das instalações operacionais. A quantificação desse tipo de sobra e falta é feito confrontando-se o volume de produto expedido pelo terminal contra a variação de nível do produto nos tanques de armazenamento.

Para contabilizar tais índices, os controles contam, no caso da sobra e falta em trânsito, com medidores de nível nos tanques de armazenamento da base supridora e do terminal recebedor, os quais são confrontados entre si e com medidores de turbina instalados na entrada dos oleodutos do terminal recebedor. No caso da sobra e falta operacional, os controles são feitos confrontando-se medidores de deslocamento positivo instalados nas plataformas de carregamento de auto-tanques com medidores de nível dos tanques de armazenamento e com a observação do nível de produto nos compartimentos dos auto-tanques.

Os medidores de turbina bem como os medidores de deslocamento positivo são considerados atualmente os métodos com mais alta exatidão, não sendo, no entanto,

certificados pelo INMETRO, órgão que regulamenta tais medições. Até o momento, somente as medições de nível nos tanques de armazenagem com trenas manuais e nos compartimentos de auto-tanques são certificados por tal órgão. O INMETRO alega que não possui capacitação tecnológica para exercer a certificação de outros métodos. No entanto, este panorama começa a ser alterado e já se encontra em curso a instalação dos primeiros medidores de turbina nas saídas das bases supridoras da PETROBRÁS, fato considerado um avanço em termos de melhoria desse tipo de processo. É esperado que com isso, novos métodos de medição de volumes venham a ser certificados e seus resultados usados como oficiais na comercialização de produtos combustíveis.

Como tanto a sobra e falta operacional quanto a sobra e falta em trânsito são afetados por eventuais falhas nos sistemas de medição de nível dos tanques de armazenagem e, pelo menos até o momento, ser esse o único sistema certificado, esse trabalho se concentrará na verificação física dos volumes armazenados em tais tanques.

Entre as prováveis causas de faltas de produto, podemos citar:

- a diferença entre medições do mesmo volume,
- falhas de calibração dos medidores,
- diferenças entre diâmetros dos tanques (um erro de 1mm na altura do nível de produto num tanque de 10 metros de diâmetro representa aproximadamente 78,5 litros) e
- os cortes de linha que ocorrem quando mais de um produto é transportado na mesma tubulação, gerando sobra de um e falta do outro devido a quantidade de produto que permanece na tubulação.

Além disso, fatores como:

- variações de temperatura,

- variações do espaço preenchido por vapores no tanque, ou seja, da quantidade de produtos voláteis presentes no interior dos tanques e que podem escapar para a atmosfera,
- a dificuldade de se definir uma temperatura exata de todo o volume como a temperatura observada nas medições,
- a necessidade de se manter tabelas de arqueação precisas quando há acomodações das chapas do costado e do fundo dos tanques

são potenciais responsáveis por grandes índices de sobra e falta. A presença de grande quantidade de produtos voláteis dentro dos tanques faz com que a pressão interna aumente, chegando a tal ponto em que as válvulas tem que aliviar essa pressão exalando os vapores para o meio externo, gerando perdas de produto.

Ao se estudar a bibliografia, nota-se algumas diferenças entre o conteúdo do material analisado e as instalações verificadas, principalmente no que se refere a tabelas de arqueação. Essas tabelas relacionam a altura do líquido com o volume que este ocupa no interior do tanque. Observa-se também que alguns fatores apontados pelas normas como causadores de erros sequer são considerados nos procedimentos atuais das companhias de petróleo de consolidação de inventários e outros, quando o são, o fazem com certo grau de desacordo frente às recomendações.

5) CUIDADOS INICIAIS

Engenharia e princípios matemáticos sólidos devem ser usados em todos os cálculos para o desenvolvimento de tabelas de arqueação. Nesse tipo de trabalho em particular os manuais de padrões de gerenciamento de petróleo da API (American

Petroleum Institute) recomendam que estes princípios devem incluir os seguintes pontos:

- As tabelas de arqueação devem ser preparadas a 60° F (15° C) e devem levar em consideração correções devido à carga aplicada pelo líquido e a espaços mortos, correções de inclinação, e se aplicável, compensações devido ao selo ou teto flutuante.
- Para compensação da temperatura, um fator de expansão deve ser aplicado como um fator em separado.
- Todo espaço morto deve ser cuidadosamente considerado em seu volume e localidade para permitir compensações adequadas do volume de líquido deslocado pelos objetos ou estruturas e localizar estes efeitos nas várias elevações dentro do tanque.
- Cada item do relatório de medição deve ser avaliado em sua exatidão antes do processamento.
- Por uma questão de princípios, é recomendado que toda nova tabela de arqueação preparada mostre a data em que passa a vigorar.

No Brasil, a temperatura de referência adotada é de 20° C e não 15° C como recomendam as normas do instituto americano. Isso parece razoável já que a localização inter-tropical do território brasileiro faz com que a temperatura média anual seja mais elevada que o mesmo parâmetro observado no território americano.

Ainda de acordo com os manuais da API, os seguintes efeitos devem ser considerados no desenvolvimento de tabelas de arqueação:

- a- expansão e contração do costado dos tanques devido a carga hidrostática (peso do fluido);
- b- expansão e contração do costado dos tanques com a temperatura (recomenda-

se aplicar independentemente dos cálculos da tabela de arqueação):

- c- desvio da posição vertical;
- d- a forma irregular de certos fundos de tanques;
- e- a altura interna efetiva do tanque;

Como se pode depreender do certificado de arqueação em anexo emitido pelo INMETRO, nenhuma menção é feita ao item (b). O instituto de metrologia brasileiro não considera nenhuma compensação devida a expansão e contração do costado dos tanques com a temperatura. Há sim uma preocupação de que todos os cálculos considerem uma conversão de volume dos produtos observados a temperatura ambiente para a temperatura de referência de modo a compensar a expansão e contração térmica dos fluidos.

Já quanto a desvios da posição vertical, não se encontrou, pelo menos para os 10 tanques de armazenagem do terminal de distribuição de petróleo analisado, nenhuma tabela de arqueação onde o campo de inclinação estivesse preenchido. Além disso, sabe-se que tanques que possuem fundos abaulados estão sujeitos a sofrer inclinações de seus eixos devido à infiltração das águas das chuvas sob os fundos dos tanques como ocorreu em 1996 no terminal da Esso Brasileira de Petróleo de Baurú - SP. Nos dias muito chuvosos, a água pode preencher o espaço entre o fundo do tanque e o solo sobre o qual este está apoiado. Isso faz com que o solo trabalhe como um mancal de deslizamento. Quando o efeito de sustentação é suficiente para permitir a movimentação do tanque, as tubulações ligadas rigidamente a ele restringem a movimentação das partes conectadas, fazendo com que o tanque se incline.

Esse efeito muitas vezes não é percebido a olho nu, fazendo com que as companhias iniciassem um processo de substituição de seus tanques de fundo abaulado

por tanques de fundo cônico, na tentativa de evitar que a inclinação dos tanques pudesse ocorrer.

Ainda existem porém, tanques cujos fundos possuem formatos arredondados e a não há garantias de que outros formatos de fundo de tanque possam evitar que se inclinem no período entre duas calibrações consecutivas.

6) DESENVOLVIMENTO DA TABELA DE ARQUEAÇÃO

Conforme o exposto acima, sugere-se então que a tabela de arqueação seja desenvolvida em três partes distintas:

Parte 1: tabela de arqueação básica a 20° C incluindo correções da carga hidrostática e do espaço morto.

Parte 2: tabela de fatores de expansão do costado devido a temperatura em incrementos de 5° C.

Parte 3 : tabela de correção para o teto flutuante.

Pode ser necessário um novo certificado de arqueação caso haja eventos que possam alterar um ou mais desses três parâmetros.

7) PROCEDIMENTOS DE CÁLCULO

No processo de avaliação de inventários em terminais de distribuição de petróleo, a variável a ser medida nos tanques de armazenagem é a altura do líquido dentro dos tanques. Para correlacionar essas alturas aos volumes a que correspondem, segundo a norma americana, referência [1], o procedimento de cálculo deve incluir certas

compensações as quais são descritas a seguir.

7.1) MEDIÇÃO DO NÍVEL DE PRODUTO

Medições adequadas da circunferência dos tanques e do nível de líquido dentro deles são procedimentos críticos na determinação do volume ocupado e no desenvolvimento das tabelas de arqueação para transações de transferência de custódia e controle de inventários. O manual da API exige que a fita "master" para calibração das fitas de medição de nível em serviço seja identificada com um certificado de calibração a 68° F do Instituto Nacional de Metrologia, atestando que a exatidão dessa fita se encontre dentro de 0,001 pés para cada 100 pés de comprimento – Ver Figura 1.

Nos EUA, a indústria de petróleo usa 60° F (ou 15° C) como temperatura de referência para seus produtos. Então, o instituto americano sugere que a fita master de medição de nível seja corrigida para essa temperatura segundo a equação:

$$\text{Fator de Correção} = 1 + [(T_s - T_c) \times C]$$

Onde:

T_c = temperatura de calibração da fita master

T_s = temperatura de referência

C = coeficiente de expansão do material de que é feita a fita em ft/ ft ° F.

Para evitar erros, o certificado de aferição deve incluir os fatores e fórmulas necessários para corrigir o comprimento da fita para uso a uma temperatura de 60° F sob

uma tensão diferente daquela usada durante a aferição.

No Brasil, a temperatura de referência é padronizada em 20° C (68° F), o que quer dizer que a fita master não precisa ser corrigida segundo a equação acima se a calibração for executada a esta temperatura. No entanto, caso esse certificado seja expedido a uma temperatura diferente dos 20° C, é conveniente utilizar um coeficiente de expansão nas unidades nacionais usuais: [m/ m ° C]. Fazendo essa conversão de unidades:

$$1 \text{ ft/ ft } ^\circ \text{ F} = 33.8 \text{ m/ m } ^\circ \text{ C}$$

Para o aço temperado, por exemplo, obtém-se:

$$C = 0.00000645 \text{ ft/ ft } ^\circ \text{ F} = 0.00000358 \text{ m/ m } ^\circ \text{ C}$$

Todas as fitas de medição de nível em serviço precisam, antes de serem utilizadas, passar por uma calibração de acordo com a fita master aferida pelo INMETRO. Além disso, é preciso atentar para os efeitos de expansão e contração das fitas de medição de nível devido à temperatura ambiente e do líquido contido nos tanques.

A API sugere também que os tanques providos com tubulações fixas possam utilizar a parte superior de uma tubulação dessas como uma boa localização para o ponto de referência de medição. A parte inferior dessas tubulações serve como um bom lugar para se apoiar a mesa de medição. Entretanto, um movimento vertical da tubulação causaria movimentos agregados da mesa de medição e do ponto de referência. Este movimento causa erros de medida da altura do líquido. Por isso, em nenhum tanque da Esso no Terminal Parque da Moóca foram encontradas mesas de medição presas à tubulações fixas. Todas elas se encontram conectadas rigidamente ao costado dos tanques.

Por outro lado, a deflexão angular do costado do tanque pode fazer com que a mesa de medição e o ponto de referência se movam quando estão conectados rigidamente ao costado. Quando a força hidrostática aumenta, a parte superior das chapas do costado se movem para baixo como resultado da contração do aço perpendicularmente à sua direção de expansão. Esse movimento descendente é relacionado à expansão do costado pelo coeficiente de Poisson do aço, ou seja, 0,3.

Sabe-se também, que os fundos de tanque podem se deformar sobre o solo em que estão apoiados sob o peso dos conteúdos do tanque. Pesquisas da Esso Brasileira de Petróleo sugerem que, quando o tanque está cheio, a seção do fundo adjacente ao costado do tanque se move para cima por causa da deflexão angular do costado do tanque. Afastando-se do costado, o fundo do tanque é estacionário e o centro do fundo do tanque se move para baixo. A amplitude desse movimento depende da força de compressão do solo e da forma do fundo do tanque. Esses movimentos podem, enfim, causar variações na altura de referência dos tanques.

Detalhes desses movimentos podem ser talvez obtidos através de métodos de elementos finitos. No entanto, esse tipo de pesquisa deve passar por análises de viabilidade pois é provável que o custo de tais aplicações não corresponda aos resultados que possam alcançar.

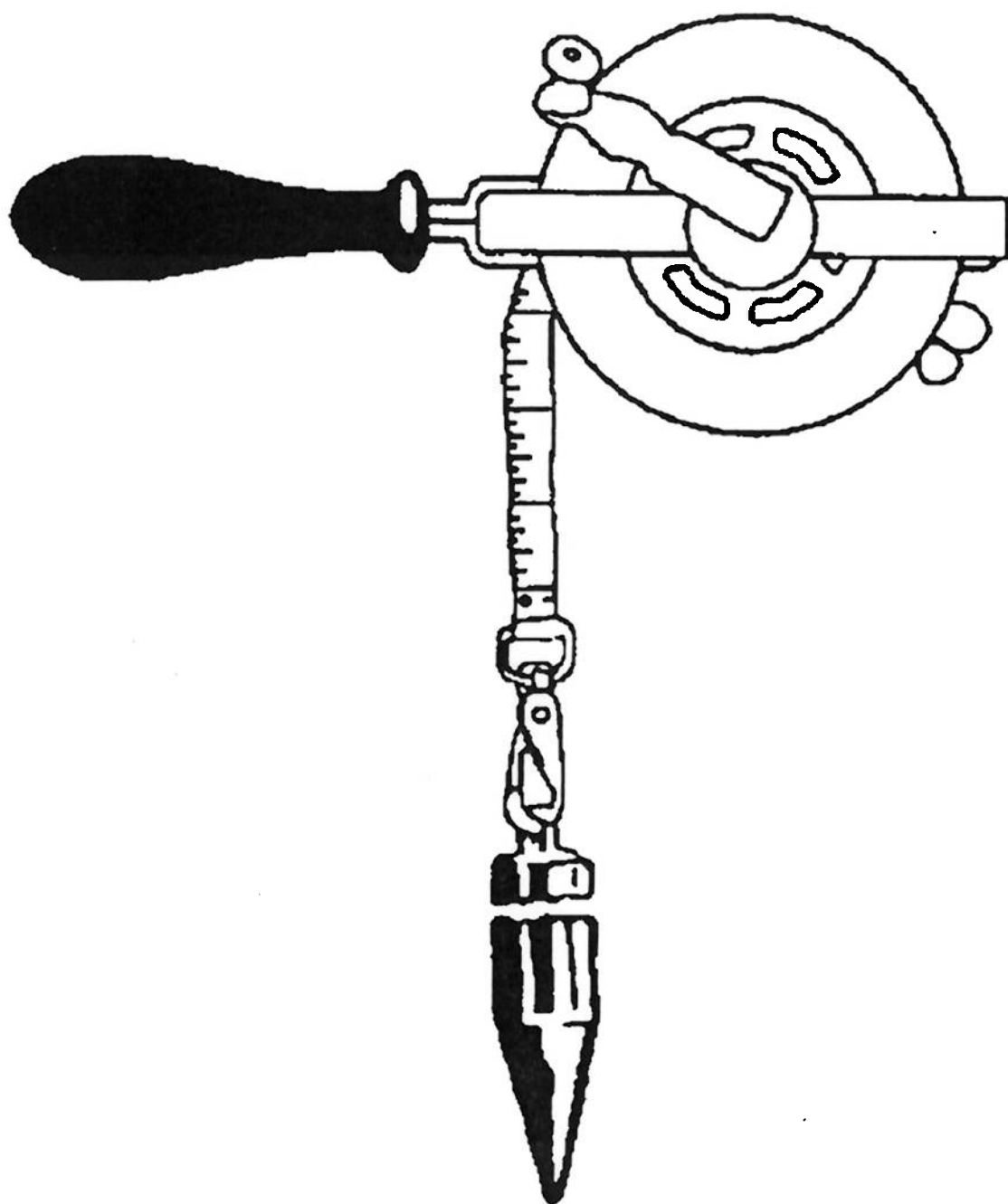


Figura 1 - Fita de Medição de Nível de Produto – Referência [1]

7.2) FITAS PARA MEDIÇÃO DE CIRCUNFERÊNCIAS

Todas as fitas de medição de circunferência devem ser calibradas com uma fita master. A medição pode ser realizada de duas maneiras segundo a referência "Manual of Petroleum Measurement Standards":

- 1 – "Sucessive Tangent Method" que é a medição de uma circunferência de tanque quando a fita de medição – Ver Figura 2 - não tem comprimento suficiente para percorrer todo o perímetro do tanque;
- 2 – "Continous Wraparound Procedure" que é a medição de uma circunferência de tanque com uma fita que é comprida o suficiente para percorrer toda a circunferência do tanque.

Notadamente, a adoção do segundo procedimento incorre numa maior exatidão pois, no caso de uma medição utilizando o "sucessive tangent method", é necessária a tomada de várias medidas para se computar o comprimento total da circunferência de determinado anel do tanque. Isso faz com que aumente o número de medidas a serem tomadas, a probabilidade de ocorrer um erro de medição se eleve e eventuais inexatidões da fita de medição se somem o que implica em que fatores de correção adicionais devam ser considerados. Além disso é maior a dificuldade de tomar todas as medidas de forma que a sucessão das fitas forme um plano sem nenhum desvio do plano horizontal. Por outro lado, com o uso de uma fita de medição muito comprida como no caso do "continous wraparound method", é maior a possibilidade da formação de "barrigas" na fita e cuidados especiais devem ser tomados para que isso não ocorra, pois isso certamente acarretará erros na consolidação do comprimento total da circunferência. Para que não se formem "barrigas", segundo informações da DIART, Divisão de Arqueação de Tanques do

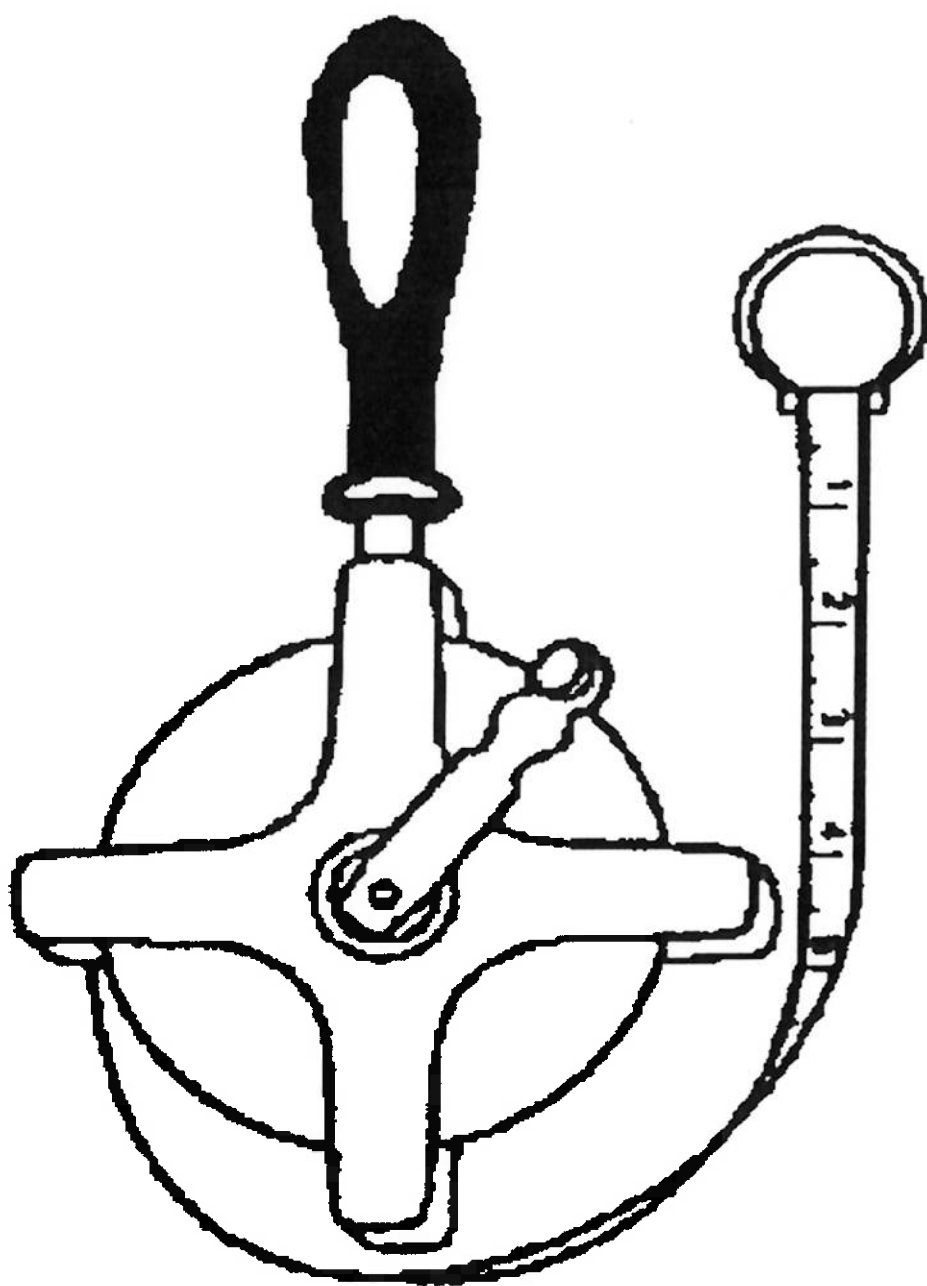


Figura 2 - Fitas de Medição de Circunferências – Referência [1]

INMETRO, o procedimento prevê que dois operadores realizem a medição. O primeiro, localizado no alto do tanque, fixa uma corda em cuja extremidade se encontra uma argola através da qual é passada a fita de medição de diâmetros. O segundo se posiciona ao pé do tanque orientando o primeiro operador sobre a melhor localização da leitura e posicionamento da fita de medição. Além disso, o operador posicionado no solo é responsável pela aplicação da tensão correta à fita de medição. Segundo o procedimento da DIART, essa tensão é de 50 kgf.

Para que as medições possam ser realizadas através do método "continuous wraparound" o INMETRO utiliza fitas de até 200 metros de comprimento. Porém, a PETROBRÁS possui tanques de 272 metros de circunferência, os quais tem de ser calibrados pelo "sucessive tangent method".

É importante que, primeiramente, o responsável técnico pela medição determine onde as medidas de circunferência serão tomadas. É preciso atentar para que a medição de circunferência seja realizada diretamente no costado, pois nenhuma medida deve ser realizada sobre os isolamentos dos tanques.

O manual da API recomenda algumas elevações para medição de circunferências em diferentes tipos de construção de tanques de armazenagem:

Tabela 1 - Elevações para Medição de Circunferências em Vários Tipos de Tanques Cilíndricos Verticais – Referência [1]

Tipo de Construção do Tanque	Elevação da Medição de Circunferência
Tanque de aço com um ou mais anéis soldados entre si	20 % abaixo do topo de cada anel
Tanque de aço com anéis rebitados entre si	Ponto mais baixo de cada anel e 300 mm abaixo do topo do anel superior
Tanque de aço com um único anel, com as chapas do anel rebitadas entre si	25% e 75% da altura total do anel

Ocasionalmente, alguma característica de construção pode tornar impraticável o

uso das elevações prescritas acima. Caso isso ocorra, será necessário escolher outro local para se medir a circunferência. Esse local pode ser, por exemplo, o mais próximo possível do centro do anel para que se obtenha uma melhor média das circunferências das seções do anel. É recomendável também que todos os pontos onde a leitura de circunferência seja tomada estejam a pelo menos 600mm da junção entre anéis.

O INMETRO utiliza o seguinte procedimento:

- Para anéis cuja altura é inferior a 1 metro, são realizadas 2 medições de circunferência, sendo a primeira a 20% acima da linha de junção entre anéis e a segunda a 80% acima da mesma linha.
- Para anéis de altura superior a 1 metro é realizada uma terceira medição no centro do anel.

Do exposto acima, pode-se depreender que, para se evitar distorções, é preciso tomar mais do que uma única medida em cada seção de um mesmo anel e adotar a média das medições consideradas representativas como o comprimento desta seção. Além disso, algumas vezes é necessário tomar várias medidas em elevações diferentes do mesmo anel. Neste ponto, o procedimento brasileiro é mais conservador que o americano. Na tabela anterior, é possível observar que, para um tanque cujos anéis são soldados entre si, por exemplo, o padrão dos EUA é tomar as medidas de comprimento de circunferência em apenas uma seção de cada anel – Ver Figura 3. O procedimento brasileiro prevê a medição de 3 seções para cada anel caso a altura deste ultrapasse 1 metro como no caso dos anéis do tanque da tabela de arqueação em anexo – Ver Figura 4. Nota-se que o que esse procedimento tenta fazer é definir um comprimento de circunferência médio para toda a extensão vertical dos anéis que formam o costado do tanque. Isso não significa que dessa maneira se obtenha o comprimento real da

circunferência em todos os pontos ao longo da vertical do costado.

Além disso, a circularidade de um tanque pode influenciar no levantamento do estoque de produto contido dentro dele. Caso as linhas que formam as seções dos anéis de um tanque não descrevam uma circunferência perfeita, o volume observado no interior do tanque será diferente daquele calculado a partir de uma tabela de arqueação que considerar que os tanques sejam cilíndricos. Considere o tanque do certificado de arqueação em anexo. Seu diâmetro interno médio é de 1072,2cm. Considerando as espessuras de suas chapas, que são de 0,65 cm, o diâmetro externo médio pode ser obtido: 1073,5cm. Imagine que esse tanque, ao invés de possuir um formato perfeitamente cilíndrico, seja montado de modo que seus anéis apresentem seções elípticas – Ver Figura 5. Considere ainda que essas elipses sejam tais que o eixo maior seja 9,3% maior que o diâmetro original do tanque circular e o eixo menor 9,7% menor que o mesmo diâmetro de maneira que o perímetro da elipse seja o mesmo que o comprimento da circunferência, ou seja 33,72 metros. Através de um software como o AUTOCAD podemos calcular que o erro na área da seção transversal é de aproximadamente 1,37%, ou seja, a seção transversal considerada circular é 1,37% maior que a área da seção transversal elíptica. Isso quer dizer que para cada centímetro de altura de um tanque de seção circular com essas proporções obtém-se em média 905,05 litros enquanto que, para um tanque elíptico com as características do tanque do anexo, obtém-se 892,82 l/cm.

É indispensável, portanto, observar a circularidade dos tanques para que erros como esses não venham a ocorrer. A tabela do final desse texto, contudo, se restringe a classificar o tipo do tanque como “cilíndrico vertical de teto fixo” sem apresentar qualquer dado que comprove a circularidade de seus anéis.

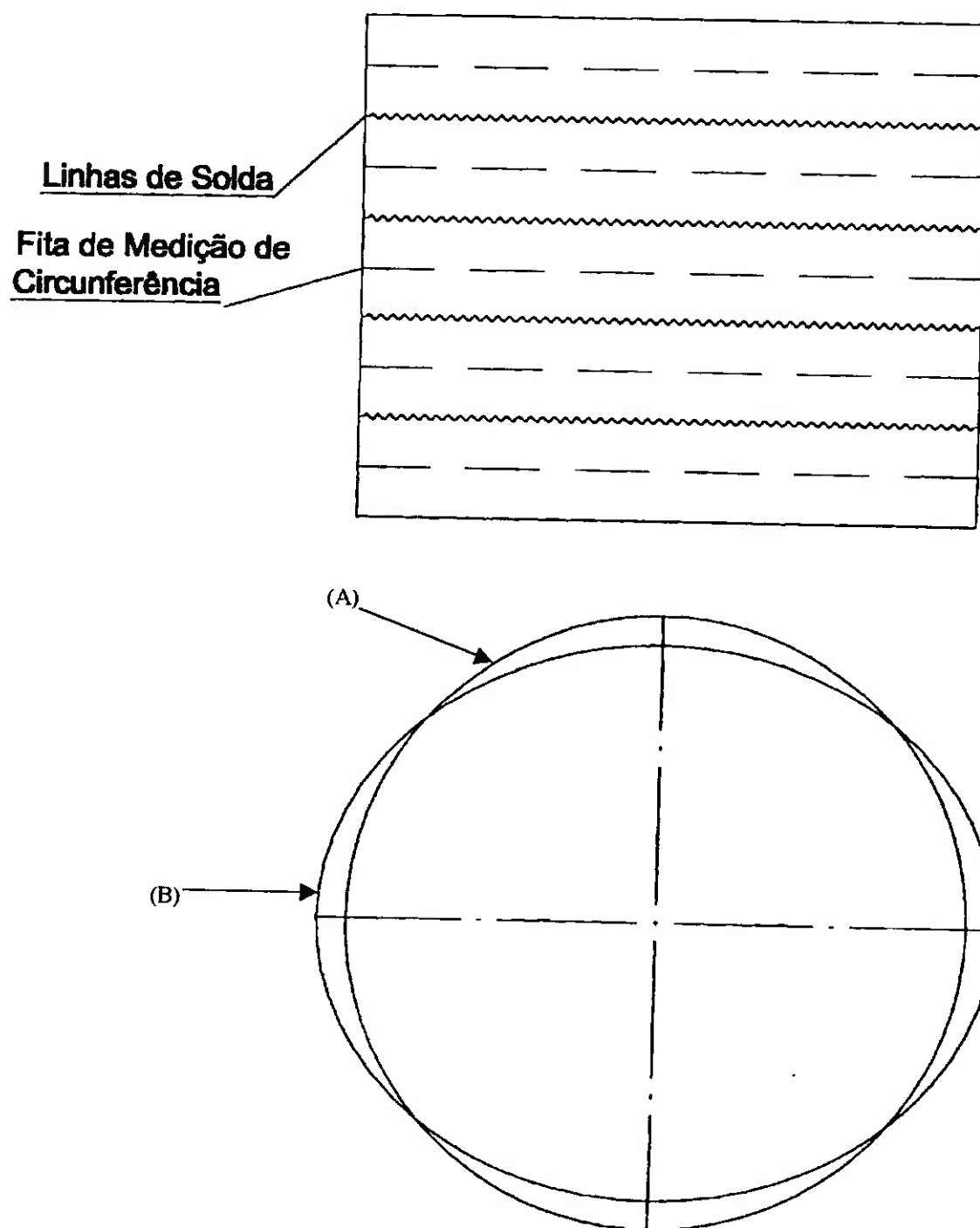


Figura 5 – Vistas Superiores de Um Tanque de Armazenamento Cilíndrico (A) e Elíptico (B)

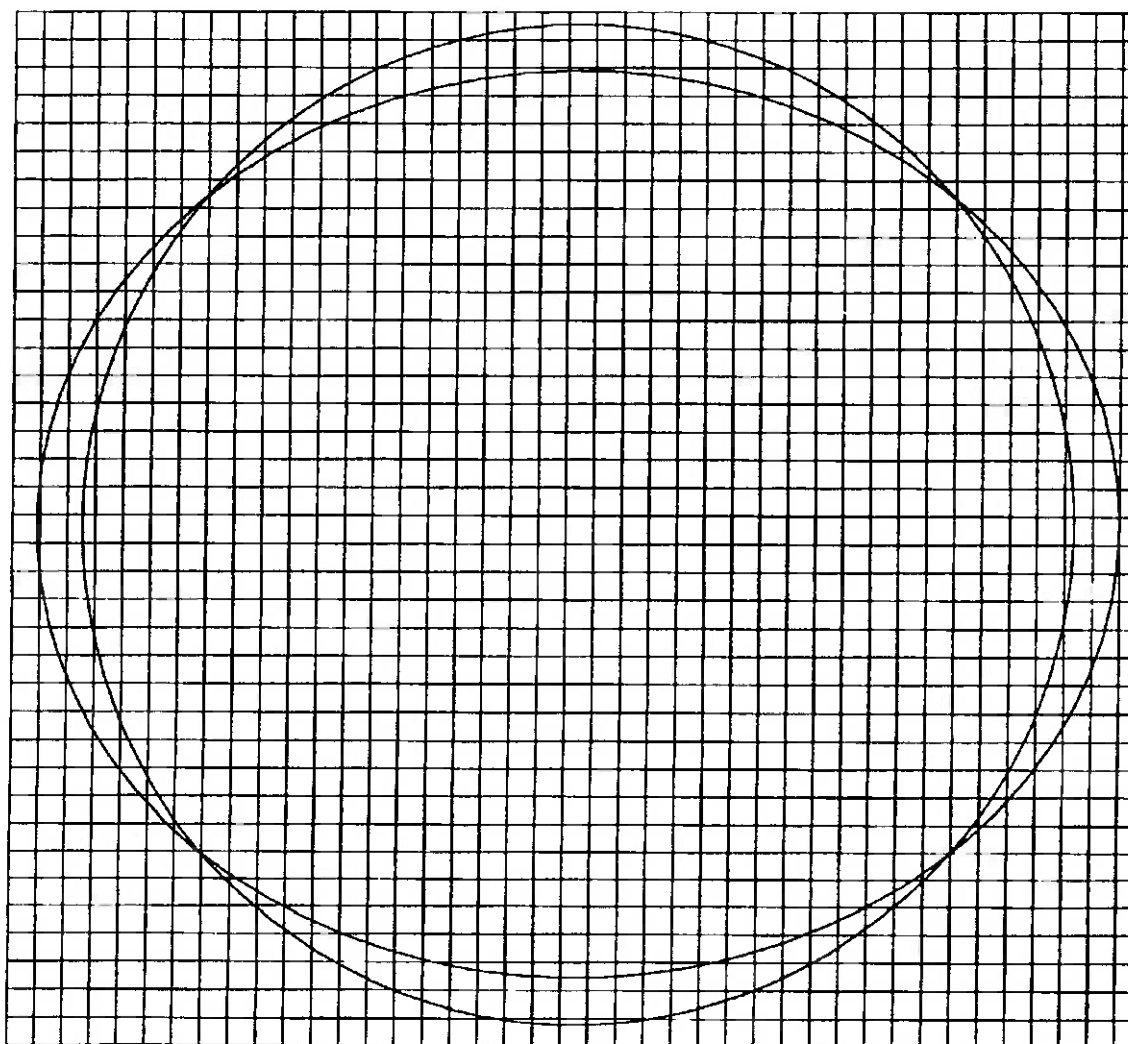


Figura 6 – Subdivisão da Seção Transversal do Tanque em Unidades de Área

Por fim, existem atualmente, outros métodos de calibração dos tanques tais como o ORLM, "Optical Reference Line Method".

O método da linha de referência óptica (Optical Reference Line Method - ORLM) é um método alternativo ao método da medição de tanques com trenas manuais para determinação dos diâmetros dos tanques. A diferença fundamental entre o ORLM e a medição com trenas manuais é seu procedimento de determinação dos diâmetros ao longo do costado que diferem do diâmetro do fundo do tanque. O ORLM provê, a partir da medição de um diâmetro de referência no fundo do tanque pelo método manual, os desvios no diâmetro do tanque em outras estações horizontais e verticais usando um equipamento óptico. Os outros procedimentos, métodos e ferramentas de análise necessários são idênticos ao método convencional ou método de calibração manual.

O tipo de método de calibração deve ser definido por vários fatores. Estes fatores se agrupam genericamente no seguinte:

- a. Tipo de tanque: teto fixo ou flutuante
- b. Restrições operacionais: com ou sem entradas
- c. Isolado ou não
- d. Rebitado ou soldado
- e. Outros parâmetros como número/tamanho de vigas mestras

Dada a falta de opções tecnológicas brasileira, os parâmetros aqui comentados não são sequer considerados com o intuito de se obter uma maior exatidão através de uma escolha adequada já do método de calibração.

7.3) EXPANSÃO E CONTRAÇÃO DE TANQUES DE AÇO DEVIDO AO PESO DO LÍQUIDO

Os manuais da API, no capítulo que trata dos procedimentos de cálculos das tabelas de arqueação, mais precisamente no item que fala sobre a expansão e contração dos tanques devido à carga hidrostática aplicada pelo fluido à suas paredes, estabelece que o efeito do peso do líquido pode ser introduzido na tabela de arqueação nas seguintes formas:

a. Reduzindo a circunferência medida para a condição de carga nula e aplicando efeitos de expansão em incrementos progressivos no nível de líquido em faixas sucessivas do tanque.

b. Medindo o tanque com o nível máximo de líquido e descarregando o tanque em faixas de decremento do nível do líquido. O instituto americano sugere que a seguinte equação seja utilizada:

$$\Delta C = - W h C^2 / 2\pi E t$$

Onde:

ΔC = correção da circunferência para tanque vazio ou condição descarregada

W = peso específico do fluido

h = altura do líquido

C = circunferência fixada antes da correção

E = módulo de elasticidade do metal da carcaça do tanque

t = espessura da carcaça na elevação fixada

Correção do Volume por incremento, Δv :

Δv (primeiro anel ou anel do fundo)

$$= 0$$

Δv (segundo anel)

$$= \pi W d^3 h_1 / 4E t_1$$

Δv (terceiro anel)

$$= \pi W d^3 ((h_1 / t_1) + (h_2 / t_2)) / 4E$$

Δv (n-ésimo anel)

$$= \pi W d^3 ((h_1 / t_1) + (h_2 / t_2) + \dots + (h_{n-1} / t_{n-1})) / 4E$$

Onde:

Δv = volume adicional do tanque resultante da expansão da carcaça do tanque devido à carga acrescentada pelo incremento de uma unidade de profundidade sobre o anel.

W = peso do líquido por unidade de volume.

d = diâmetro nominal do tanque.

E = módulo de elasticidade do metal da carcaça do tanque.

$h_1, h_2, \text{ etc}$ = altura do anel da carcaça.

$t_1, t_2, \text{ etc}$ = espessura do anel da carcaça.

A divisão de arqueação de tanques do INMETRO utiliza a mesma equação para compensação do efeito da carga hidrostática sobre as paredes do costado:

$$K = \pi D^3 W / 2E$$

Onde:

K = fator de correção para volumes

D = diâmetro do tanque

W = peso específico do fluido

E = módulo de elasticidade do material do costado.

A correção dos volumes é dada pela expressão:

Primeiro anel:

$$\Delta v_1 = 0$$

Segundo anel:

$$\Delta v_2 = (h_1/2) \cdot (K/t_1) = \pi D^3 W (h_1/t_1) / 4E$$

Terceiro anel

$$\Delta v_3 = K \cdot [(h_1/2t_1) + (h_2/2t_2)]$$

e assim sucessivamente

Observando a expressão da variação de volume no segundo anel, por exemplo, pode-se perceber que os dois institutos utilizam as mesmas equações para corrigir variações de volume devido à carga hidrostática. Note também que essas equações apresentam um fator $h_n/2$. Com essas expressões, o que se tenta fazer, mais uma vez, é aproximar a expansão de todo o anel por um valor médio, tomado como a deformação no centro de cada anel.

Por outro lado, é possível que cada anel se deforme de modo que seu raio seja determinado por uma função do tipo $R(y) = R_0 \cdot f(y)$ – Ver Figura 7. Se assim for, a deformação do centro do anel não corresponderá à deformação de todos os pontos ao

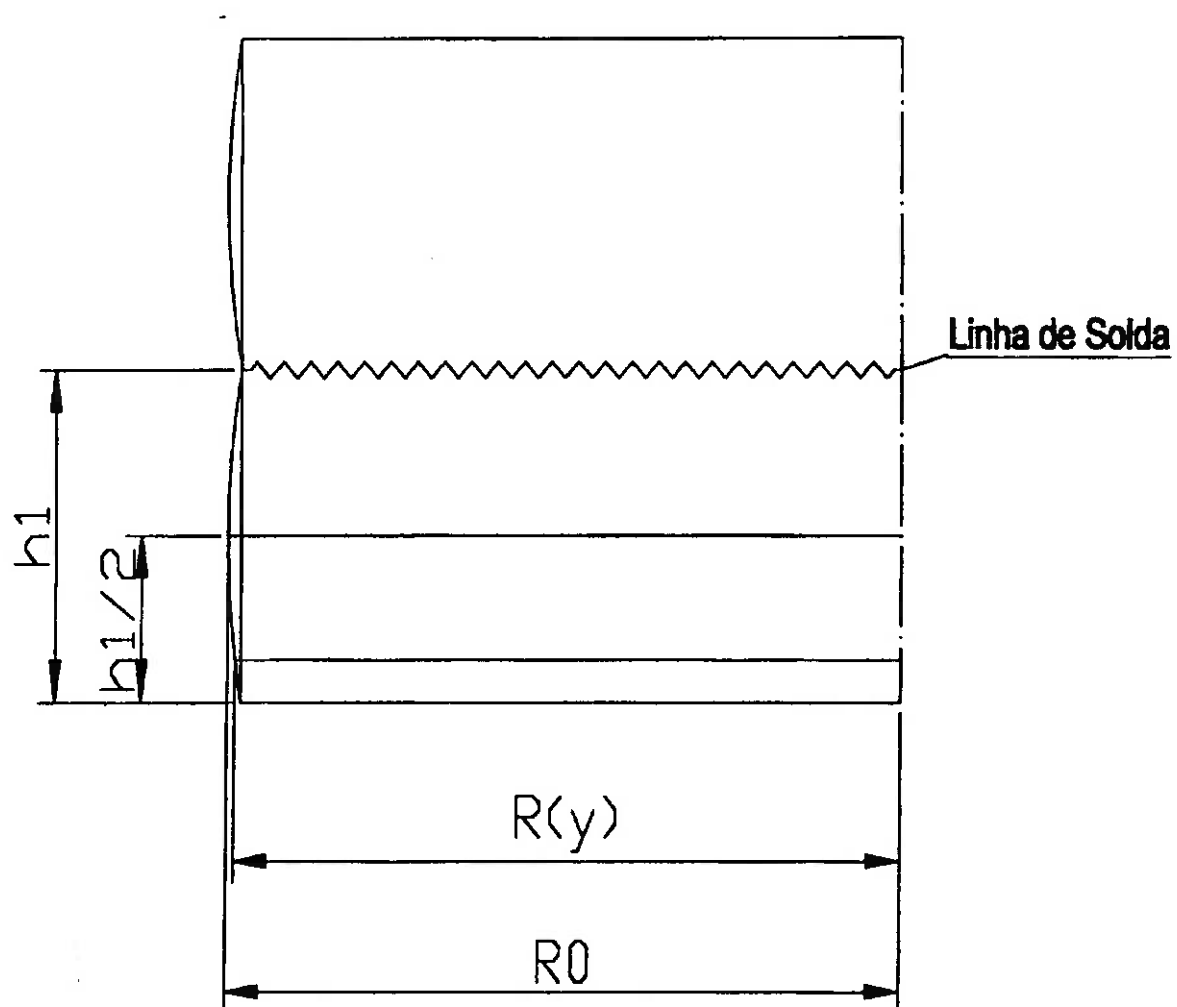


Figura 7 – Deformação de Anéis Devido à Carga Hidrostática

longo da altura do anel. Na tabela de arqueação em anexo, admita que numa certa altura do segundo anel, a deformação seja tal que o comprimento da circunferência dessa seção seja 1mm menor que a circunferência do centro do anel. Se o nível de líquido for apurado nessa altura do anel, o erro no fator de correção da circunferência será de 0,006% e o erro no fator de correção de volumes devido à carga hidrostática será de 0,028%

7.4) EXPANSÃO E CONTRAÇÃO DE TANQUES DE AÇO DEVIDO À TEMPERATURA

Conforme o instituto de petróleo americano, na elaboração de uma tabela de arqueação, se faz necessário estimar a temperatura de serviço do tanque e computar correções de volume para expansão da carcaça devido a incrementos da temperatura.

A norma 2550 da API "Method for Measurement and Calibration of Upright Cylindrical Tanks", apresentada pela primeira vez em 1965, estabelecia a seguinte equação para determinar a temperatura da estrutura (T_s) para tanques sem isolamento:

$$T_s = (K T_l + T_a) / (K + 1)$$

Onde:

$K = 1$ (assumindo que a temperatura do ambiente e do líquido exercem a mesma influência sobre a temperatura da estrutura);

T_l = temperatura do líquido contido no tanque;

T_a = temperatura ambiente.

Investigações subsequentes do mesmo instituto concluíram que a temperatura da estrutura é mais fortemente dependente da temperatura do produto e proporcionalmente

menos influenciada pela temperatura ambiente. A API passou a sugerir, então, que a temperatura do costado poderia ser expressa pela mesma equação anterior, porém com uma alteração no valor de K. Daí:

$$T_s = (K T_l + T_a) / (K + 1)$$

Onde

$$K = 1 / K_t$$

$$K_t = \{ [4 (T_l - 150)] + (16,5 v \mu^{0,5}) + (340 \mu^{0,32}) \} 10^{-4}$$

$$\mu = \text{viscosidade, } 1 < \mu < 1000 \text{cp}$$

$$v = \text{velocidade do vento, } 0 < v < 30 \text{mph}$$

$$T_l = \text{temperatura do líquido, } T_l < 150^\circ \text{ F}$$

$$T_s = \text{temperatura do costado em } ^\circ \text{ F}$$

$$T_a = \text{temperatura ambiente em } ^\circ \text{ F}$$

Analisando a equação anterior, demonstra-se que o valor de K pode variar de 2,5 até 30 e depende muito de condições extremas de viscosidade e velocidade do vento. Ainda segundo a API, na maioria das observações, o valor de K se encontra entre 5 e 10. Assumindo um valor médio de 7 para este K, a temperatura do costado pode ser simplificada para:

$$T_s = [(7 \times T_l) + T_a] / 8$$

Onde:

$$T_l = \text{temperatura do líquido}$$

$$T_a = \text{temperatura do ambiente.}$$

Correção da área transversal,

$$K = 1 + 12,4 \times 10^{-6} \Delta T_s + 4,0 \times 10^{-9} \Delta^2 T_s$$

Onde:

ΔT_s = temperatura da carcaça do tanque de aço menos 60° F

A equação de T_s simplificada resulta numa ponderação de aproximadamente 88% para a temperatura do líquido e 12% para a temperatura ambiente. Assumir o valor de K igual a 7 pode, entretanto, incluir um pequeno erro na determinação da temperatura do costado para casos extremos. Considere, por exemplo, um dia em que a temperatura ambiente seja de 27° C (80.6° F) e a temperatura do líquido 23° C (73.4° F). Admitindo K igual a 7 a temperatura T_s apresenta o valor de 79.70° F. Se for adotado K = 10, por exemplo, o valor de T_s passa a ser 79.95° F, ou seja, uma variação de 0,31%. Dados adicionais podem ser interessantes na tentativa de melhorar a equação de T_s e suas aplicações. Poderia então ser possível desenvolver médias melhores do fator K para vários grupos de produtos.

Na indústria de petróleo brasileira, no entanto, a temperatura de referência é de 20° C (68° F) e não 60° F. Por isso, caso se venha a trabalhar com equações como as anteriores, é preciso se tomar o cuidado de alterar os coeficientes dessas equações de modo a compensar a migração do sistema inglês de unidades para o sistema métrico, ou seja, a mudança nas unidades de temperatura de ° F para ° C, e o fato da temperatura de referência brasileira ser 20° C.

Pelo que se observa nos procedimentos adotados atualmente pela regulamentação brasileira, este efeito não é considerado nas tabelas de arqueação.

Porém, como se pode observar na tabela 6 da seção 9, frente às metas de uma companhia como a Esso Brasileira de Petróleo, que considera tolerável um desvio de no máximo 0,05% de seus objetivos de sobra e falta (ver página em anexo do “Manual de Controle de Produtos”), este efeito pode representar variações significativas do nível de líquido total dentro dos tanques.

A influência da temperatura ambiente e da temperatura do líquido sobre a determinação do total de produto dentro dos tanques de armazenagem pode ser facilmente considerada implementando-se as equações apresentadas sobre as tabelas de arqueação. Esta implementação pode exigir ainda menos esforço caso sejam disponíveis tabelas que operam em ambientes computacionais.

Porém, caso se venha a implementar tal correção, a norma americana recomenda que se trabalhe com uma tabela de fatores de expansão do costado devido a temperatura em incrementos de 5° C aplicados independentemente dos demais cálculos da tabela de arqueação.

A influência da temperatura sobre a contabilização dos estoques parece ser um aspecto importante que não vêm sendo observado já que se nota na tabela de arqueação em anexo, que as arqueações dos tanques brasileiros são feitas sem qualquer menção à temperatura em que foram realizadas. Esse fato é ainda mais notável quando se considera a amplitude das variações de temperatura observadas, até mesmo num único dia, numa cidade como, por exemplo, São Paulo ou Rio de Janeiro. A sensibilidade da variação dos volumes de produtos combustíveis à temperatura pode ser observada na seção 9 onde são apresentadas as tabelas de critério API.

Ainda conforme o instituto americano, as duas variáveis mais importantes que impactam o recálculo da tabela de arqueação são a temperatura do costado do tanque

(Ts) e a densidade do produto armazenado dentro do tanque, os quais com a temperatura dos produtos. Dependendo da variação de volume aceitável, a variação de densidade tolerável pode ser determinada usando-se a tabela 7 da seção 9.

Além disso, a determinação da temperatura do líquido contido no tanque, pode ser avaliada quanto à sua distribuição. Efeitos como a insolação por exemplo, não são considerados e é possível que a tomada de temperaturas seja diferente em lados opostos de um tanque sujeito à radiação solar em determinados horários do dia. Hoje, os aparelhos no terminal da Esso tomam a temperatura do líquido em 8 pontos ao longo de uma vertical e a temperatura adotada é a média dessas temperaturas. Isso parece uma aproximação um tanto grosseira pois não considera a localização do medidor frente à posição do Sol e não existem restrições quanto ao horário a se tomar tais medidas.

7.5) EFEITO DA INCLINAÇÃO DA PORÇÃO CILÍNDRICA DO TANQUE

Estudos da API, mostram que para tanques com inclinação menor do que 1 parte em 70 partes, o erro na tabela de arqueação será menor que 0,01 por cento do volume e esse efeito pode ser desconsiderado. Se a inclinação for 1 em 70 ou mais, a capacidade vertical da tabela deve ser ajustada para uma base nula. A API sugere que a seguinte equação seja utilizada:

$$\text{Correção do Volume, por cento} = 100 \left((1 + m^2)^{1/2} - 1 \right)$$

Onde:

m = inclinação por pé de altura.

Fazendo a análise desta equação, pode-se mostrar que uma variação de 1 parte em 70 partes em “m” acarreta uma variação de aproximadamente 4,0% no valor do fator de correção. Porém, como se pode observar da equação seguinte, essa variação não é linear.

$$dC/dm = 200 m \{ [0,5 (1 + m)^{0,5}]^{-0,5} \}$$

A tabela da API seguinte mostra a correção de volume, em porcentagem, para várias inclinações:

Tabela 2 – Tabela de Correção de Volumes para Inclinação do Tanque da Posição Vertical - Referência [1]

Inclinação, Pés por 100 Pés	Correção de Volume, Por Cento
1,4	+ 0,0098
1,6	+ 0,0128
1,8	+ 0,0162
2,0	+ 0,0200
2,2	+ 0,0242
2,4	+ 0,0288
2,6	+ 0,0338

Na tabela anterior, observa-se que 1,4 pés em 100 pés equivalem a 0,98 pés em 70 pés e o efeito da inclinação ainda pode ser desconsiderado; a correção de volume é inferior a 0,01%. A partir de uma inclinação de 1,6 pés por 100 pés, ou seja, 1,12 pés a cada 70 pés, o fator de correção já é da mesma ordem de grandeza que o desvio dos objetivos toleráveis por, por exemplo, uma empresa

como a Esso Brasileira de Petróleo.

Das tabelas de arqueação analisadas, em nenhuma foi encontrado, no campo de desvio da posição vertical, apontamentos que considerassem correções sobre a inclinação dos respectivos tanques, fazendo-se supor que, ou os tanques se encontram em posições exatamente verticais, ou a influência da inclinação destes tanques sequer foi considerada.

Um ponto que pode levar a erros de medição devido à não consideração do efeito da inclinação dos tanques é o longo período entre duas calibrações consecutivas de um tanque. Este tempo é de aproximadamente 10 anos caso não haja nenhuma alteração em suas características. Porém, as águas pluviais podem promover alterações na inclinação dos tanques, conforme foi explanado no início deste texto, sem que isso seja percebido a olho nu.

Como se pode depreender da tabela anterior e da tabela 5 da seção 9, a inclinação dos tanques é um outro fator causador de discordâncias na contabilização de estoques com influência significativa. Este efeito pode ser ainda mais acentuado dependendo da posição radial do tanque onde se realiza a medida de nível do líquido, ou seja, o erro será tanto menor quanto mais próximo do centro do tanque se realizar a tomada da altura do produto. Contudo, nas atuais instalações é raro se observar o medidor de nível instalado na porção central do tanque. Este espaço fica normalmente reservado às válvulas de pressão e vácuo responsáveis por reduzir a quantidade de produtos voláteis presentes dentro dos tanques, já que estes representam riscos à instalação e também são fatores de perturbação na consolidação de inventários. Sendo assim, tanto os medidores de nível automatizados quanto as bocas de medição para medição manual são encontrados geralmente na parte mais periférica dos tanques o que

aumenta ainda mais a necessidade de se cuidar de tal aspecto.

A realização da medida da inclinação de um determinado tanque pode constituir, por fim, uma dificuldade adicional ao seu proprietário. Isso decorre da forma irregular dos tetos dos tanques que são muitas vezes arredondados bem como dos costados de tais tanques que, como citado anteriormente, podem ser deformados por influência do peso do líquido.

Sendo assim, sugere-se que tal medição seja realizada de maneira a formar, com tubos flexíveis de borracha transparente, um sistema de vasos comunicantes preenchidos com um líquido qualquer onde o nível desse líquido possa ser observado e medido com uma fita calibrada colocada externamente a esses tubos. Com esse aparato – Ver Figura 8 - é possível medir a diferença de cotas entre o nível do fluido de medição e a aresta superior do tanque. Repetindo essa medida para as duas extremidades do tubo de borracha, é possível efetuar o seguinte cálculo:

$$\begin{aligned}\text{Inclinação, por cento } m &= 100 \cdot [(Z1 - Z2) - (Z1 - Z1)] / (X2 - X1) \\ &= 100 \cdot (Z1 - Z2) / (X2 - X1)\end{aligned}$$

Onde: Z1 = cota do nível de líquido de medição

Z1 = cota da aresta superior do tanque no ponto 1

Z2 = cota da aresta superior do tanque no ponto 2

X1 = distância horizontal do ponto 1 a um ponto de referência

X2 = distância horizontal do ponto 2 a um ponto de referência

Esse procedimento deve ser repetido para vários pontos da aresta superior do tanque e a inclinação a ser adotada deve ser o maior desnível acumulado entre dois pontos.

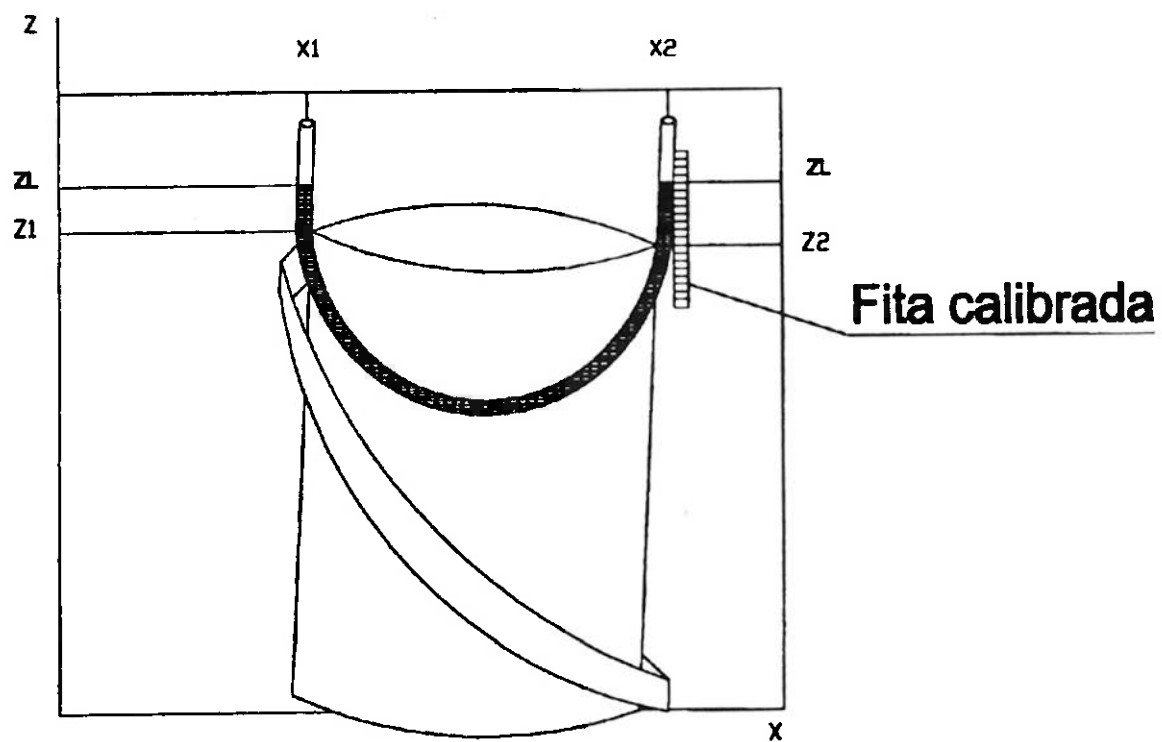


Figura 8 – Aparato Experimental Para Medição de Inclinação de Tanques de Armazenamento

7.6) TETO OU SELO FLUTUANTE

A preparação da tabela de arqueação de tanques com teto ou selo flutuante é referenciada ao método de obtenção de dados na zona de deslocamento parcial do teto/selo. Nessa região, a tabela de arqueação pode ser ou calibrada por líquido ou interpolada linearmente.

Segundo o manual da API, o deslocamento de um teto flutuante pela zona crítica, de A para B – Ver Figuras 9 e 10 -, é mais precisamente determinada pela calibração com líquido.

No entanto, dos tanques da Esso Brasileira de Petróleo no Terminal Parque da Moóca em São Paulo que possuem selo flutuante, nenhum foi calibrado por líquido na região crítica do selo flutuante. Todas as calibrações apresentam interpolações lineares na zona de deslocamento parcial do selo flutuante.

Acima da posição B, as capacidades devem ser corrigidas para contabilizar as mudanças devidas ao deslocamento do teto resultando da diferença entre a densidade do líquido de calibração e aquele sendo aferido. A norma americana sugere que a seguinte equação seja utilizada para corrigir os volumes apurados acima da posição B:

$$\text{Correção de volume (em galões)} = W \left(\left(\frac{1}{p_c} \right) - \left(\frac{1}{p_a} \right) \right)$$

Onde:

W = peso do teto em libras.

p_c = libras por galão do líquido de calibração.

p_a = libras por galão do líquido que será armazenado no tanque.

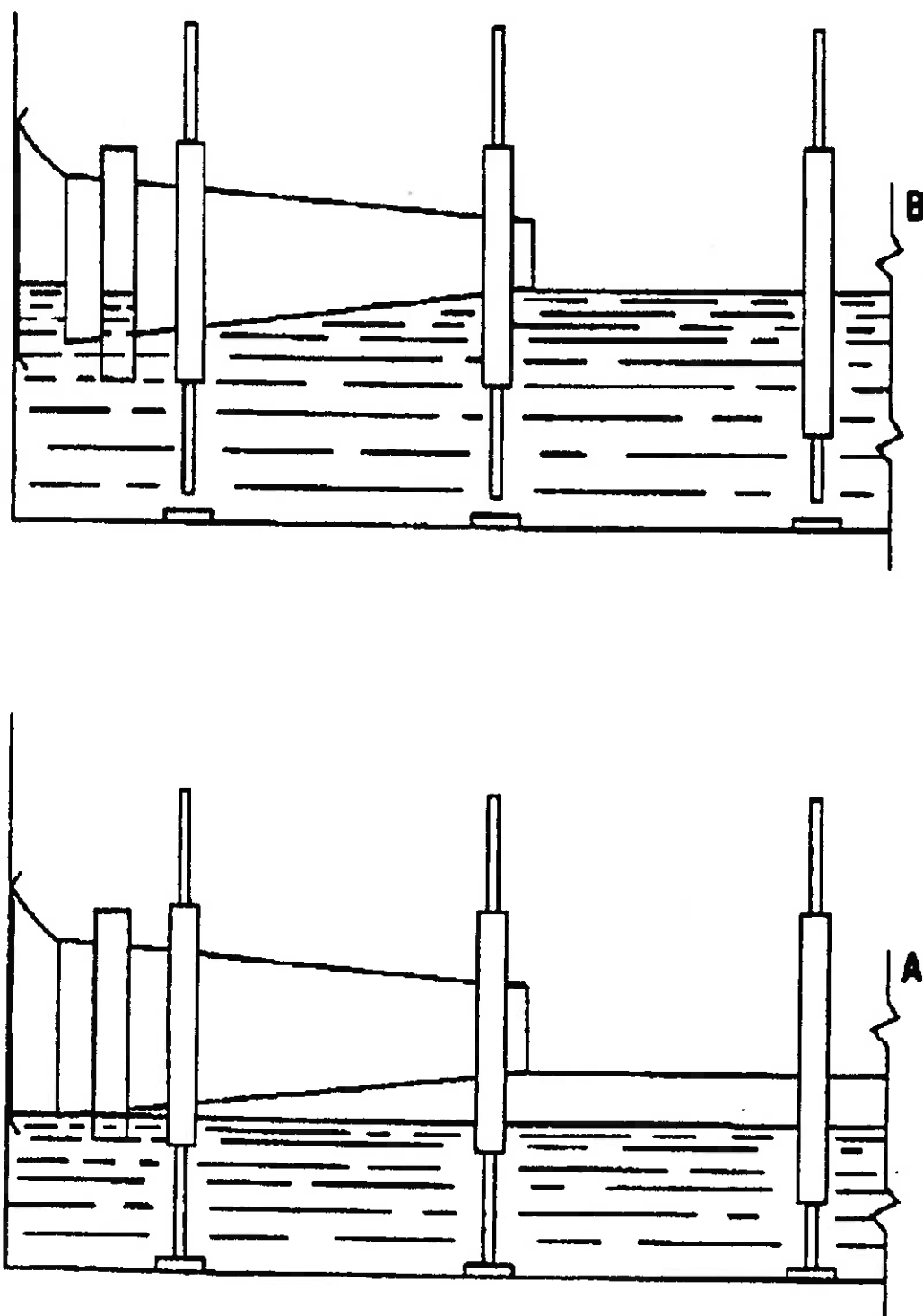


Figura 9 - Diagrama do Teto/Selo Flutuante em Repouso (A) e Flutuando (B) – Referência [1]

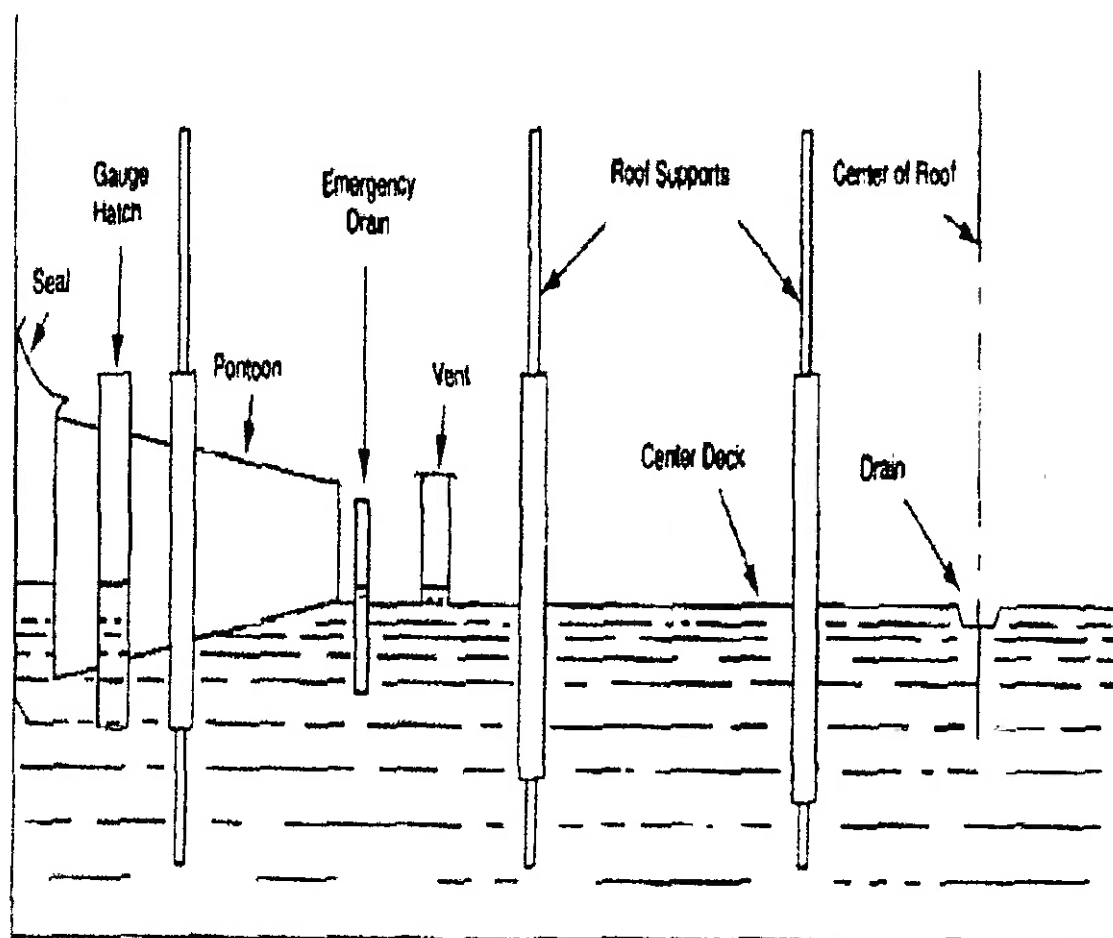


Figura 10 – Teto Flutuante com legendas – Referência [1]

Depois de corrigida para uma certa densidade, a tabela será adequada somente se ao tempo da aferição, a densidade na temperatura do líquido do tanque for a mesma que a densidade para qual a tabela foi preparada.

A faixa de líquido acima da posição B pode ser precisamente determinada subtraindo o volume de líquido igual em peso ao peso do teto.

Usualmente, a densidade do líquido na temperatura do tanque é diferente da densidade naquela em que a tabela é baseada. É necessário, por isso, incluir uma correção suplementar à tabela de arqueação. Para essa correção a ser aplicada sobre os volumes apurados a uma densidade diferente da densidade em que o tanque foi calibrado, a norma americana sugere a expressão:

$$\text{Correção de volume} = W ((1/ p_{60}) - (1/ p_{10}))/ 50$$

Onde:

W = peso do teto, em libras

p_{60} = libras por galão de um líquido que tem densidade API de 60 graus

p_{10} = libras por galão de um líquido que tem densidade API de 10 graus

Como o volume de líquido deslocado depende da densidade assumida como a do líquido que será manuseado no tanque e, como a forma do teto e do fundo do tanque podem mudar com o tempo, é prudente considerar 50 milímetros abaixo da posição A e acima da posição B no estabelecimento da zona crítica. Como o formato do teto muda da posição A para a posição B, a API reforça que é necessário tomar uma distribuição arbitrária do deslocamento do teto para fazer o deslocamento do teto na posição B equivalente ao peso de flutuação. A correção da densidade deve ser manuseada como

uma observação na tabela de arqueação requerendo a dedução ou adição de um volume constante para cada unidade de diferença da densidade API entre aquela assumida e aquela na qual a tabela foi preparada.

No Brasil, é conveniente primeiro converter o volume bruto para uma temperatura padrão, usualmente 20° C e só então deduzir o volume do líquido deslocado pelo selo flutuante. A expressão utilizada nos terminais brasileiros é:

$$\text{Correção} = W (p_{20}/p) V_{20}$$

Onde:

W = peso do selo flutuante

p_{20} = peso específico do fluido convertido para 20° C

p = peso específico do fluido na temperatura ambiente

V_{20} = Volume Bruto convertido para 20° C

A API ainda recomenda que, quando aplicável, a seguinte notação seja incluída em todas as tabelas de aferição preparadas para tanques que têm teto flutuante:

“As quantidades listadas nesta tabela de arqueação não incluem ajustes para compensar deslocamento do teto flutuante,”

O que se nota então é que o procedimento brasileiro prevê o uso de apenas uma equação quando o procedimento americano requer a utilização de 2 equações de correção. Porém, no caso dos terminais brasileiros, é necessário, antes de aplicar a correção, converter todo o volume apurado no tanque para o volume à temperatura padrão. No procedimento API, com o uso de duas equações de correção, isto não é necessário. A segunda equação sugerida pela API se encarrega de fazer a correção de volume para a temperatura de referência.

8) RESUMO DOS DADOS DA TABELA DE ARQUEAÇÃO

Em síntese, o manual da API recomenda que a tabela de arqueação final contenha as seguintes informações:

- a) identidade do tanque
- b) nome do produto e densidade a 60° F
- c) tipo de tanque (teto flutuante, fundo cônico, isolado, etc...)
- d) peso morto do teto flutuante
- e) se o tanque foi recalibrado
- f) a altura de referência, a altura máxima de preenchimento e a altura máxima de segurança
- g) descrição/ local do ponto de referência
- h) o tipo de fundo
- i) a temperatura na qual a tabela de arqueação é computada.
- j) nome da companhia contratante
- k) data de calibração/recalibração
- l) norma na qual a calibração é baseada.
- m) identificação do instrumento medidor
- n) análise de incertezas.

No Brasil, é recomendado que a tabela seja computada a 20° C e fatores de correção de temperatura sejam aplicados externamente. Nas tabelas de arqueação brasileiras se pode observar – Ver Anexo – que não são registradas as informações referentes aos itens (e), (l), (i), (m) e (n). Quanto ao item (b), é preciso notar que a

temperatura de referência brasileira é de 20° C (68° F) e não 60° F. Além disso, deve-se tomar o cuidado de observar que a densidade dos produtos contidos nos tanques pode admitir uma certa faixa de variação sem que a classificação do produto seja descaracterizada. A faixa de densidade admitida como óleo diesel no Brasil, por exemplo, vai de 0,82 a 0,88.

A informação mais importante que é omitida nos certificados de arqueação brasileiros parece, contudo, ser a temperatura na qual a calibração é realizada. Vários cálculos de compensações dependem fortemente desta informação conforme pôde ser observado ao longo de todo o texto. Na Tabela 6 da próxima seção é possível observar a influência da temperatura sobre as arqueações dos tanques, conforme a API.

Com tudo isso, o grau de incerteza admitido pelo INMETRO em seus certificados de calibração é de +/- 0,2 %, conforme pode ser visto na tabela de arqueação em anexo.

Por isso, fica ainda mais difícil obter índices de sobra e falta tão pequenos quanto os objetivos de uma empresa como a Esso Brasileira de Petróleo. Tais objetivos parecem, enfim, ser tecnicamente impossíveis de serem alcançados com os atuais procedimentos.

9) VARIAÇÃO TOTAL DE VOLUME ACEITÁVEL E TABELAS DE CRITÉRIO

A fim de se estabelecer limites aceitáveis de mudança nas variáveis de medição e operação, deve ser determinada uma variação total no volume do tanque que seja considerada tolerável. No "Manual of Petroleum Measurement Standards" da API tal determinação pode ser feita usando-se tabelas de critério – Ver tabelas 3, 4, 5, 6 e 7.

Algumas dessas tabelas, além de apresentarem valores que podem permear decisões sobre ações a serem tomadas para compensar efeitos de distorção do

Tabela 3 -- Variações do Diâmetro do Tanque

Variação Aproximada de Volume, %	Diâmetro Nominal do Tanque, ft, Acima de:					
	50	100	150	200	250	300
	Variação Admissível do Diâmetro, mm					
0,01-0,02	3	4	4	5	6	7
0,02-0,03	4	5	7	9	10	12
0,03-0,04	4	7	10	12	15	18
0,04-0,05	5	9	12	17	20	24
0,05-0,06	6	10	15	20	25	30

Tabela 4 -- Variações de Espessuras das Chapas

Diâmetro Nominal do Tanque, ft	Variação na Espessura das Chapas, mm
50 - 300	1,5 - 3

Tabela 5 -- Correção de Volume Para Inclinação do Tanque

Inclinação, ft/100 ft	Fator de Correção de Volume, %	Observações
1,40	0,010	- Medir a inclinação no mesmo local
1,60	0,013	- Computar a variação de volume baseado nas inclinações inicial e final
1,80	0,016	- Variação máxima de inclinação 0,024% permissível, vol %
2,00	0,020	
2,20	0,024	
2,40	0,029	- Uma variação de 0,005% devida à inclinação deve ser considerada significativa e uma recalibração deve ser requerida
2,60	0,034	

Tabela 6 -- Variações na Temperatura do Costado

Variação na temperatura do costado. T_s , °F	Variação na temperatura ambiente. T_a , °F	Variação na temperatura do líquido. T_L , °F	Variação aproximada de volume, %
9	72	10	0,01
18	145	20	0,03
35	-	40	0,04
70	-	80	0,07

Tabela 7 -- Variações na Densidade do Produto

Variação na densidade, %	Variação aproximada de volume, %
10	0,008-0,015
20	0,015-0,030
30	0,030-0,040
40	0,040-0,050
50	0,050-0,065

consolidado geral de inventários, ainda sugerem algumas medidas que podem ser adotadas quando o valor destes efeitos assume valores críticos.

O uso de tabelas de critério, contudo, deve ser usado com certa cautela, pois os valores e recomendações nelas encontrados representam uma generalização sobre a maioria das instalações de petróleo. Nada impede, porém, que determinados equipamentos e instalações fujam de casos gerais para situações particulares. Nesses casos, é conveniente que algumas pesquisas sejam realizadas de maneira a melhor descrever o comportamento dessas instalações.

10) NECESSIDADES DE RECALIBRAÇÃO

Apesar de todos os cuidados anteriores, para garantir que os níveis de sobra e falta permaneçam sob controle, parece razoável que os tanques de armazenagem necessitem de recalibrações:

- quando recolocados em serviço após desconectados ou abandonados.
- quando desinstalados e reerguidos ou quando movidos de lugar.
- quando o espaço morto é alterado, quando concreto ou outro material é colocado no fundo ou costado do tanque, ou quando o tanque é alterado de qualquer maneira que afete volumes parciais ou seu volume total.

Conforme o exposto ao longo do texto, uma recalibração pode ser considerada quando dimensões internas e variáveis estruturais do tanque são alteradas. As variáveis de medição incluem a altura de referência, o diâmetro do tanque, a espessura da chapa do tanque e a inclinação. As variáveis estruturais incluem mudanças no espaço morto do tanque, estrutura do tanque (tanto interna quanto externa incluindo o teto ou selo

flutuante), e os formatos do tanque ou do fundo do tanque.

Para tanques em serviço de transferência de custódia, a API sugere verificações da deformação do fundo, da espessura da chapa do fundo, e inclinação do tanque a cada 5 anos. Se qualquer desses 3 parâmetros exceder o critério para uma pré-determinada variação em volume uma recalibração total deve ser considerada. Para tanques que não estão em serviço de transferência de custódia, verificações das variáveis de medição podem ser consideradas uma vez a cada 5 a 10 anos. Uma recalibração total em intervalos de 15 anos para todos os tanques é razoável, seguindo as recomendações do instituto americano.

É preciso considerar ainda que os proprietários dos tanques podem aumentar ou diminuir a frequência de recalibração baseados na evolução de dados históricos, testes de campo e registros de performance. Se há uma mudança de um valor pré-determinado no espaço morto, por exemplo, que impacta o volume do tanque, a recalibração deve ser considerada. Se alterações na carcaça do tanque são efetuadas, se as bocas de entrada ou as válvulas de escape de vapores são retiradas e recolocadas ou houver ressoldagens, uma recalibração também pode ser requerida. Além disso, se a altura de referência é alterada por modificações da mesa de medição, se algum trabalho de reparo for efetuado no teto ou selo flutuante de modo que seu peso seja alterado e consequentemente o volume por ele deslocado seja alterado de um valor predeterminado é necessário a elaboração de um novo certificado de arqueação.

Por fim, se maiores trabalhos de reparo forem efetuados no fundo do tanque parece recomendável que uma total pesquisa do fundo seja realizada.

A grande dificuldade, no entanto, parece ser aquelas intervenções realizadas junto aos tanques que aparentemente não provocam nenhuma variação em suas estruturas.

Devido ao grande volume que esses tanques comportam, às vezes alguns milhões de litros de combustível, pequenas deformações nas estruturas desses tanques podem representar variações de centenas de litros. Essas deformações podem ser muitas vezes imperceptíveis sem o uso de equipamentos de medição adequados tais como fitas de medição calibradas e extensômetros. Daí a importância de verificações em intervalos regulares de tempo.

É sempre importante lembrar que os superintendentes de terminais devem estar atentos também à vazamentos que podem levar à perda de grandes estoques de combustível, com comprometimento do meio-ambiente. No caso brasileiro, a situação é ainda mais delicada pois muitos tanques contêm álcool hidratado e álcool anidro os quais apresentam um grande poder de corrosão. É comum a desativação de tanques danificados pela ação conjunta do álcool armazenado internamente e das águas pluviais represadas nas bacias de contenção destes tanques. Em certos casos, toda a volta do anel inferior do tanque fica prejudicada pois é a região sujeita à mais altas pressões e onde as águas represadas se acumulam.

11) ANÁLISE DE INCERTEZAS

Nesta seção serão analisadas as incertezas associadas às medições de volume do tanque cujo certificado de arqueação se encontra em anexo quando o nível de produto se encontra na altura do segundo anel deste tanque. Para maior comodidade, todas as unidades serão apresentadas no sistema inglês já que o coeficiente para determinação da temperatura do costado (K) e o coeficiente de dilatação térmica da fita de nível são determinados pela API nessas unidades.

O primeiro passo a ser realizado é levantar quais são as principais fontes de incertezas da tabela de arqueação. Podem ser identificadas as seguintes fontes de incerteza:

- não circularidade na área transversal do tanque
- incerteza nos comprimentos das circunferências externas dos anéis
- incertezas nas espessuras das chapas do costado
- incerteza no coeficiente (K) usado na determinação da temperatura do costado
- incerteza na temperatura do produto contido no tanque
- incerteza na determinação da temperatura ambiente
- incerteza na altura do primeiro anel
- incerteza na altura do segundo anel
- incerteza no peso específico do produto contido no tanque

O volume de produto no nível do segundo anel pode ser expresso pela seguinte equação:

$V = [\text{área interna} \times (\text{correção da área devido à não circularidade} \times \text{correção da área devido à temperatura}) \times \text{altura} \times (\text{correção da altura devido à expansão térmica da fita de medição de nível})] + \text{correção do volume devido ao efeito da carga hidrostática}.$

Daí:

$$V = \left\{ \frac{(C - 2t)^2}{4\pi} \cdot [B \cdot (1 + 12,4E-6 \cdot \frac{(K \cdot T_1 + T_a)}{(K + 1)} - T_c) + 4E-9 \cdot \frac{(K \cdot T_1 + T_a)}{(K + 1)} - T_c]^2 \cdot [(h_1 + h_2) \cdot (1 + (T_1 - T_c) \cdot c)] \right\} + \frac{W \cdot (C - 2t)^3}{4\pi^2} \cdot \frac{h_1}{E \cdot t}$$

Onde:

V = volume contido no tanque no nível do segundo anel

C = circunferência externa do anel

t = espessura das chapas do costado

B = correção de circularidade da área transversal

K = coeficiente para determinação da temperatura do costado

T_l = temperatura do líquido

T_a = temperatura ambiente

T_c = temperatura de referência

h_1 = altura do primeiro anel

h_2 = altura do segundo anel

c = coeficiente de expansão volumétrica da fita de medição de nível

E = módulo de elasticidade do material das chapas do costado

11.1) INCERTEZAS PADRONIZADAS

Considerando que todas as fontes de incerteza, exceto aquela devida à não circularidade da seção transversal do tanque e a componente aleatória da incerteza padronizada da temperatura do produto, apresentem uma distribuição normal, pode-se definir as incertezas padronizadas. As incertezas devidas à não circularidade e aos efeitos de insolação na temperatura do produto serão consideradas com distribuições retangulares.

- Incerteza da Circunferência Externa do Anel

Admitindo que uma incerteza de 0.01ft na determinação do comprimento da circunferência do anel do tanque defina um intervalo com nível de confiança de 90%, a incerteza padronizada associada fica:

$$u(C) = 0.01\text{ft} / 1,64 = 0,006 \text{ ft}$$

- Incertezas nas Espessuras das Chapas do Costado

O instrumento utilizado para medir a espessura das chapas do costado apresenta 0.002 ft como menor divisão de sua escala. Pode-se supor que a incerteza padronizada está com 50% de probabilidade no intervalo $(a+ - a-)/2$ e considerar distribuição normal desta incerteza:

$$u(t) = 1,48 \times 0.001\text{ft} = 0.00148\text{ft}$$

- Não Circularidade da Área Transversal do Anel

Estabelecendo que o erro na determinação das áreas das seções transversais dos anéis devido à não circularidade não deva exceder 2,0% - ver seção 7.2 -, a incerteza padronizada, admitindo distribuição retangular para esse erro, será:

$$u(B) = 2,0\% / 3^{0,5} = 1.1547\%$$

- Incerteza no Coeficiente (K) Usado na Determinação da Temperatura do Costado

De acordo com o exposto na seção 7.4, o valor do coeficiente para determinação da temperatura do costado é expresso por :

$$K = [4.(T_1 - 150) + (16,5.v.\mu 0,5) + (340.\mu 0,32)].E-4$$

Segundo a API o valor de K pode variar de 2,5 até 30 e na maioria dos casos K varia entre 5 e 10. Aqui será adotado que em 50% dos casos, o valor de K se encontra entre 5 e 10 e que sua distribuição é normal dentro do intervalo de valores de K. Então:

$$u(k) = 1,48 \cdot (10 - 5) / 2 = 1,48 \cdot 2,5 = 3,7$$

- Incerteza na Temperatura do Produto Contido no Tanque

Será considerado que a incerteza na determinação da temperatura do líquido apresenta 2 componentes:

- erro sistemático devido à exatidão do termômetro:

O termômetro utilizado para medir a temperatura do fluido apresenta uma divisão a cada $0,06^\circ \text{ F}$. Como no caso da incerteza padronizada da espessura da chapa do costado, a incerteza será:

$$u_s(t_i) = 1,48 \cdot 0,03^\circ \text{ F} = 0,044^\circ \text{ F}$$

- erro aleatório devido aos gradientes de temperatura gerados por efeitos de insolação:

Devido à insolação, será considerado que o erro na determinação da temperatura não deva ultrapassar $0,5^\circ \text{ F}$ em razão deste efeito. Será admitido também que a distribuição de probabilidades dessa incerteza é retangular no intervalo de 0 a $0,5^\circ \text{ F}$.

$$u_a(T_i) = (0,5^\circ \text{ F}) / 3^{0,5} = 0,29^\circ \text{ F}$$

(erro sistemático + aleatório)

$$u(T_i) = (u_s^2 + u_a^2)^{0,5} = 0,29^\circ \text{ F}$$

- Incerteza na Temperatura Ambiente

O termômetro apresenta divisões a cada $0,06^{\circ}$ F. Como argumentado anteriormente, pode-se expressar a incerteza padronizada da seguinte maneira:

$$u(t_a) = 1,48 \cdot 0,03^{\circ} \text{ F} = 0,044^{\circ} \text{ F}$$

- Incerteza na Altura do Primeiro Anel:

A menor divisão da fita de medição de circunferências é de 0.005ft

$$u(h_1) = 1,48 \cdot 0,0025\text{ft} = 0,0037\text{ft}$$

- Incerteza na altura do segundo anel:

$$u(h_2) = 1,48 \cdot 0,0025\text{ft} = 0,0037\text{ft}$$

- Incerteza no Peso Específico do Fluido

Admitindo que uma incerteza de $0,6\text{lb}/\text{ft}^3$ no peso específico do produto define um intervalo tendo um nível de confiança de 95%, a incerteza padronizada fica:

$$u(W) = (0,6\text{lb}/\text{ft}^3)/1,96 = 0,31\text{lb}/\text{ft}^3$$

11.2) INCERTEZA PADRONIZADA COMBINADA

A tabela abaixo mostra o cálculo da incerteza expandida do volume de produto no nível do segundo anel do tanque. Está se supondo que as incertezas das incertezas padronizadas declaradas no item anterior são nulas e, portanto, os graus de liberdade associados a estas incertezas declaradas são infinitos.

Condições:

$B = 1$; $C = 110.62\text{ft}$; $t = 2.13 \times 10^{-4}\text{ft}$; $h_1 = 5.74\text{ft}$; $h_2 = 5.67\text{ft}$; $T_l = 60^\circ\text{F}$;

$T_c = 68^\circ\text{F}$; $c = 6.45 \times 10^{-6}\text{ft}/^\circ\text{F}$; $K = 7$; $T_a = 61.7^\circ\text{F}$; $E = 4.39 \times 10^{10}\text{lb}/\text{ft}^2$; $W = 51.49\text{lb}/\text{ft}^3$

$\Rightarrow$ estimativa de $V = 11115.73\text{ft}^3$

Fonte de incerteza		Distribuição	Incerteza Padronizada $u(x_i)$	G.L.	Sensibilidade (ci)	$ci \times u(x_i)$ (ft^3)
B		Retangular	1.1547 (%)	∞	111,15 ($\text{ft}^3/\%$)	17,32050
C		Normal	0.006 (ft)	∞	200,95 (ft^3/ft)	0,00001
t		Normal	0.00148 (ft)	∞	-759367,84 (ft^3/ft)	0,00000
K		Normal	3.7 un. de K	∞	-9,97E-04 ($\text{ft}^3/\text{un. de K}$)	13,69000
Tl	Termômetro	Normal	0.29 $^\circ\text{F}$	∞	0,0721 ($\text{ft}^3/1^\circ\text{F}$)	0,05307
	Insolação	Retangular				
Ta		Normal	0.044 $^\circ\text{F}$	∞	0,0174 ($\text{ft}^3/1^\circ\text{F}$)	0,00000
h1		Normal	0.0037ft	∞	974,3 (ft^3/ft)	0,00011
h2		Normal	0.0037ft	∞	974,11 (ft^3/ft)	0,00001
W		Normal	0.31(lb/ft^3)	∞	0,000167 ($\text{ft}^3/\text{lb}/\text{ft}^3$)	0,00115
total						31,06485 (ft^3)

$$G.L. \text{ final} = u^4(V)/\sum u^4(x_i)/(G.L.)_i = \infty$$

Incerteza expandida com relação a um Intervalo de Confiança de 95%

$$V \pm 2 u(V) = (V \pm 62.12) \text{ft}^3 \Rightarrow \text{Incerteza em } V = 62.12 \text{ft}^3 / 11115.73 \text{ft}^3$$

$$\text{Incerteza na medição de } V = 0.56\%$$

12) CONCLUSÕES

Tabelas de arqueação produzidas segundo os procedimentos mencionados anteriormente incluem inexatidões inerentes a:

- fixação da fita de calibração,
- definição da expansão térmica da fita de medição de nível,
- definição da tensão da fita de medição de nível,
- correções para expansão do costado devido a carga hidrostática,
- medida da espessura de chapa do costado,
- cálculo do espaço morto,

além de alguns outros fatores.

Os erros devidos à estas inexatidões podem resultar em quantidades acima ou abaixo das declaradas.

Caso seja viável, seria interessante pesquisar sobre como se comportam o fundo e o costado dos tanques a fim de se buscar melhores bases de cálculo quanto aos efeitos da carga hidrostática e das temperaturas ambiente e dos produtos. Como dito antes, as correções adotadas nos procedimentos dos institutos brasileiro e americano não passam de médias que podem introduzir erros na contabilização de inventários. O selo flutuante e a distribuição de suas formas ao longo de seu percurso pela zona crítica também pode ser um importante objeto de pesquisa.

Aspectos importantes do ponto de vista quantitativo de sobra e falta não vêm sendo observados quando da elaboração e uso das tabelas de arqueação.

O primeiro ponto a ser citado é o método de calibração dos tanques. Pelo que consta, no Brasil, todos os tanques são calibrados pelo mesmo método, qual seja, a

medição dos diâmetros em diversas alturas com uma fita calibrada.

Além disso, dois aspectos importantes não são levados em conta pelas tabelas de arqueação:

- a influência da temperatura do líquido e do ambiente na deformação do tanque;
- a influência da inclinação dos tanques.

Como visto anteriormente, esses dois aspectos por si só podem representar parcelas significativas dos índices de sobra e falta, quanto mais quando seus efeitos são acumulados. Sendo assim, pode-se observar uma diferença entre o valor da incerteza declarada pela tabela de arqueação em anexo (0,20%) e a incerteza padronizada combinada calculada para o nível de produto na altura do segundo anel deste tanque que é de 0,56%.

Por fim, é necessário lembrar que ainda que a temperatura de referência dos tanques seja 20° C, a densidade do líquido usada nos cálculos de correção devido à carga estática e/ou compensações devido ao teto/selo flutuante deve ser a média da densidade observada em tal tanque.

Em síntese, a apuração do volume de produto contido no interior de um tanque de armazenagem e a elaboração de tabelas de arqueação precisas dependem de muitos efeitos que podem se sobrepor, afastando os resultados daqueles almejados pelas companhias de petróleo. Em seguida, encontra-se uma tabela com os principais resultados da investigação de procedimentos realizados nesse texto.

Efeito	Correção/ Procedimento	Sensibilidade/ Observações
Correção do nível de produto no interior do tanque	-Para a Fita de Medição: (API) $K_1 = 1 + [(T_s - T_c) \cdot C]$ (INMETRO) desconhecido.	• $C = 6.45E-7 \text{ ft}^3/\text{ft}^3 \text{ } ^\circ\text{F} = 2.18 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$. • Trabalhos de tanque (deformações) podem alterar altura de referência e posição da mesa de medição, alterando o nível de líquido apurado. • Produtos combustíveis sofrem dilatação/contração térmica. Utilizar equações de conversão para temperatura de referência (20°C no Brasil).
Correção do volume com a circunferência do tanque	(API) 1 medição a 80% da altura do anel. (INMETRO) 3 medições – 20%, 50% e 80% da altura do anel.	• Ter cautela com o uso de valores médios. • Sensibilidade à circularidade: 1,1% em volume para variação de +9,3% no comprimento do eixo maior e -9,7% no comprimento do eixo menor. • Utilizar método de calibração adequado.
Correção do volume com a carga hidrostática	(API) $\Delta v_n = (\pi W D^3 / 4 E) / [(h_1/t_1) + \dots + (h_n/t_n)]$. (INMETRO) idem	• Ter cautela com o uso de valores médios. • Sensibilidade à posição da deformação: 0,028% para uma variação de 1mm no comprimento da circunferência.
Correção do volume com a temperatura	(API) $T_s = (K \cdot T_1 + T_a) / (K + 1)$ $K = 1 + 12,4 \times 10^{-6} \Delta T_s + 4,0 \times 10^{-9} \Delta^2 T_s$, Aplicado à área da seção transversal (INMETRO) Não se aplica.	• $\Delta T_s = T_s - 60^\circ\text{F}$ • Sensibilidade de T_s para $K=7$ é de 88% com T_1 e 12% com T_a. • Mudando para $K=10$, variação de +0,31% no valor de T_s. • Observar tabela 6 - seção 9.
Correção do volume com a inclinação	(API) $K = 100((1 + m^2)^{1/2} - 1)$ (INMETRO) Não se aplica	• Observar tabela 5 – seção 9. • Sensibilidade de 4,0% em K para uma variação de 1/70 em “m”. • Correção significativa para valores de “m” superiores a 1/70. • Dificuldades na apuração de “m”.
Correção do volume com o teto/ selo flutuante	(API) 1. $K_1 = W \cdot ((1/p_c) - (1/p_a))$ 2. $K_2 = W \cdot ((1/p_{60}) - (1/p_{10})) / 50$ (INMETRO) 1. $K_1 = W \cdot (p_{20}/p) \cdot V_{20}$	• Correção do líquido de calibração para o líquido armazenado • Correção de densidade do líquido armazenado • Corrigir antes o volume para temperatura de referência (20°C).

13) BIBLIOGRAFIA

1. American Petroleum Institute, *"Manual of Petroleum Measurement Standard"* - First Edition, February, 1995.
2. Esso Brasileira de Petróleo, *"Manual de Controle de Produtos"*.
3. Esso Brasileira de Petróleo, *"Manual de Controles Operacionais"*.
4. Esso Brasileira de Petróleo, *"Manual de Procedimentos Operacionais"*.
5. ISO TAG4, *"Guia Para Expressão da Incerteza de Medição"*.

14) ANEXOS

14.1) MANUAL DE CONTROLE DE PRODUTOS – INVESTIGAÇÃO DAS SOBRAS E FALTAS

ESSO	volume	data : 12/88
	CONTROLE DE PRODUTO	pagina: 005
Seção	assunto	
INVESTIGAÇÃO DAS SOBRAS & FALTAS	TIPOS DE VARIAÇÃO	

IXA DE ACEITAÇÃO

Mensalmente, podem ocorrer na instalação, resultados de sobras e faltas (variação de estoque), que excedam os objetivos pré-determinados de sobras e faltas para aquela instalação.

As variações acima dos objetivos para as faltas podem ser causadas por:

- Erro de contabilidade
- Erros de medição
- Perdas de produto, derrames, vazamentos, evaporação anormal, furto

Antes de iniciar as investigações e a ação corretiva, é preciso verificar se o desempenho está dentro de uma faixa que é de mais ou menos 0,05% do objetivo.

A faixa de aceitação (0,05%) admite que exista uma variação razoável em relação ao objetivo, pois contempla:

- erros contábeis e de medição
- tolerâncias intrínsecas ao método de medição

LABÓRIO MENSAL

Mensalmente, é emitido um relatório que lista todas as instalações e os produtos que apresentaram resultados acima da faixa de aceitação de 0,05%.

ERROS

Os erros de contabilidade e medição podem ser:

- erros aleatórios
- erros de desvios

----- Controle de Produto -----

14.2) EXEMPLO DE TABELA DE ARQUEAÇÃO EM VIGOR

 MINISTÉRIO DA JUSTIÇA INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL	
CERTIFICADO DE ARQUEAÇÃO	
Nº 020768	
01 PROC INMETRO Nº	02 FIRMA
08 550 003 237/91	ESSO BRASILEIRA DE PETRÓLEO LTDA.
03 CGC	04 INSCRIÇÃO ESTADUAL
33 000 092/0054-70	100 921 941 113
05 LOCAL	06 CIDADE
MOOCA	SÃO PAULO/SP.
07 INTERESSADO	
DEPARTAMENTO NACIONAL DE COMBUSTÍVEIS	

TANQUE Nº 15

08 TABELA VOLUMÉTRICA	
ACOMPANHA ESTE CERTIFICADO TABELA VOLUMÉTRICA QUE FORNECE O VOLUME ÚTIL DO TANQUE EM LITROS, EM FUNÇÃO DA ALTURA DO PRODUTO MEDIDA EM CENTÍMETROS	
09 TABELA DE INTERPOLAÇÃO	10 ERRO RELATIVO
☒ S ☐ N	OS VALORES CONSTANTES DA TABELA VOLUMÉTRICA ADMITEM UMA INCERTEZA DE $\pm 0,2$ %
11 VALIDADE DA TABELA	
10 ANOS, DESDE QUE O TANQUE NÃO SOFRA REPAROS, CASO EM QUE DEVERÁ SER SOLICITADA NOVA ARQUEAÇÃO	

CARACTERÍSTICAS DO TANQUE

12 TIPO	
CILINDRICO VERTICAL DE TETO FIXO	
13 DIÂMETRO INTERNO MÉDIO	14 ALTURA ÚTIL
1072,2 cm	879,0 cm
15 ALTURA DE REFERÊNCIA	16 DENSIDADE DO PRODUTO
973,4 cm	0,80 kg/dm³
17 PESO DO TETO OU SELO FLUTUANTE	18 VOLUME DESLOCADO PELO TETO OU SELO FLUTUANTE
XXXX toneladas	XXXX L
19 ALTURA DE IMERSÃO	20 ALTURA DE FLUTUAÇÃO
XXXX cm	XXXX cm
21 INCLINAÇÃO DO EIXO DO TANQUE	22 COMPRIMENTO DAS CALÇAS
XXXX cm	XXXX cm
23 COMPRIMENTO TOTAL INTERNO	24 CAPACIDADE TABELADA
XXXX cm	798,61 L
OBSERVAÇÕES	
Fundo irregular, com mesa de medição.	
VISTO  ARNALDO A. VALCANTE VALE Chefe do D. de Arqueação de	

OUTROS DADOS DO TANQUE

01	ANEL	1º	2º	3º	4º	5º	6º	7º	8º	9º	10º	11º	12º	13º	14º	15º	16º
	ESPESSURA DAS CHAPAS (cm)	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

02	VOLUME MORTO	ℓ/cm	03	VOLUME ADICIONAL	ℓ/cm
	0,03 1/cm de zero a 879 cm			0,60 1/cm de 50 cm a 101 cm	

04	DISTÂNCIA DO PONTO DE MEDIÇÃO A INTERSECÇÃO EIXO - HORIZONTE
	XXXX cm

05	ESPESSURA DAS CHAPAS DO CILINDRO	06	ESPESSURA DAS CHAPAS DAS CALOTAS
	XXXX cm		XXXX cm

07	CAPACIDADE TOTAL DA EMBARCAÇÃO	08	DADOS COMPLEMENTARES À PÁGINA
	XXXX l		Nº XXXX

09	DE XXX cm A XXX cm E DE XXX cm A XX cm INTERPOLAR DIRETAMENTE NA TABELA VOLUMÉTRICA.
----	--

10	DE zero cm A XX cm E DE XX cm EM DIANTE, USAR A TABELA DE INTERPOLAÇÃO ABAIXO.
----	--

09	ALTURA (mm)	10	VOLUME (litros)	OBSERVAÇÕES
	1		90	
	2		181	
	3		271	
	4		361	
	5		451	
	6		542	
	7		632	
	8		722	
	9		813	

TÉCNICO	INMETRO S/A	DUQUE DE CAXIAS, 22 / 10 / 91
	VETROLOGISTA	

MEMORIA DE CALCULOS PARA TANQUE CILINDRICO VERTICAL

ESSO BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA
TANQUE 15

SÃO PAULO-MODCA - SÃO PAULO

ANEL	DIAMETRO EXTERNO	DIAMETRO INTERNO	FATOR BRUTO	FATOR DE CALCULO	ALTURA DOS ANEIS		AMARRACAO ACUMULADA
5	10.714	10.701	899,37	899,84	700 -	879	798.614,34
4	10.724	10.711	901,05	901,43	522 -	700	637.542,98
3	10.731	10.718	902,23	902,47	348 -	522	477.088,44
2	10.745	10.732	904,59	904,72	175 -	348	320.058,66
1	10.759	10.746	906,95	906,93	101 -	175	163.542,10
1	10.759	10.746	906,95	907,58	50 -	101	96.425,58
1	10.759	10.746	906,95	906,98	0 -	50	50.139,00

lastro $\Rightarrow$ 4.790 l

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO E QUALIDADE INDUSTRIAL

- 3 -

ESSO, BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA

TANQUE 15

SAO PAULO-MOOCA - SAO PAULO

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
0	4.790	I	50	50.139
1	5.696	I	51	51.046
2	6.603	I	52	51.954
3	7.510	I	53	52.861
4	8.417	I	54	53.769
5	9.324	I	55	54.676
6	10.231	I	56	55.584
7	11.138	I	57	56.492
8	12.045	I	58	57.399
9	12.952	I	59	58.307
10	13.859	I	60	59.214
11	14.766	I	61	60.122
12	15.673	I	62	61.029
13	16.580	I	63	61.937
14	17.487	I	64	62.845
15	18.394	I	65	63.752
16	19.301	I	66	64.660
17	20.208	I	67	65.567
18	21.115	I	68	66.475
19	22.022	I	69	67.383
20	22.929	I	70	68.290
21	23.836	I	71	69.198
22	24.743	I	72	70.105
23	25.650	I	73	71.013
24	26.557	I	74	71.920
25	27.464	I	75	72.828
26	28.371	I	76	73.736
27	29.278	I	77	74.643
28	30.185	I	78	75.551
29	31.092	I	79	76.458
30	31.999	I	80	77.366
31	32.906	I	81	78.273
32	33.813	I	82	79.181
33	34.720	I	83	80.089
34	35.627	I	84	80.996
35	36.534	I	85	81.904
36	37.441	I	86	82.811
37	38.348	I	87	83.719
38	39.255	I	88	84.627
39	40.162	I	89	85.534
40	41.069	I	90	86.442
41	41.976	I	91	87.349
42	42.883	I	92	88.257
43	43.790	I	93	89.164
44	44.697	I	94	90.072
45	45.604	I	95	90.980
46	46.511	I	96	91.887
47	47.418	I	97	92.795
48	48.325	I	98	93.702
49	49.232	I	99	94.610

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO E QUALIDADE INDUSTRIAL

- 4 -

ESSO BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA

TANQUE 15

SÃO PAULO-MOCCA - SÃO PAULO

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
100	95.518	I	150	140.867
101	96.425	I	151	141.774
102	97.332	I	152	142.681
103	98.239	I	153	143.588
104	99.146	I	154	144.495
105	100.053	I	155	145.402
106	100.960	I	156	146.309
107	101.867	I	157	147.216
108	102.774	I	158	148.123
109	103.681	I	159	149.030
110	104.588	I	160	149.937
111	105.495	I	161	150.844
112	106.402	I	162	151.751
113	107.309	I	163	152.658
114	108.216	I	164	153.565
115	109.123	I	165	154.472
116	110.030	I	166	155.379
117	110.937	I	167	156.286
118	111.844	I	168	157.193
119	112.751	I	169	158.100
120	113.658	I	170	159.007
121	114.565	I	171	159.914
122	115.472	I	172	160.821
123	116.379	I	173	161.728
124	117.286	I	174	162.635
125	118.193	I	175	163.542
126	119.100	I	176	164.446
127	120.007	I	177	165.351
128	120.914	I	178	166.256
129	121.821	I	179	167.160
130	122.728	I	180	168.065
131	123.634	I	181	168.970
132	124.541	I	182	169.875
133	125.448	I	183	170.779
134	126.355	I	184	171.684
135	127.262	I	185	172.589
136	128.169	I	186	173.494
137	129.076	I	187	174.398
138	129.983	I	188	175.303
139	130.890	I	189	176.208
140	131.797	I	190	177.112
141	132.704	I	191	178.017
142	133.611	I	192	178.922
143	134.518	I	193	179.827
144	135.425	I	194	180.731
145	136.332	I	195	181.636
146	137.239	I	196	182.541
147	138.146	I	197	183.445
148	139.053	I	198	184.350
149	139.960	I	199	185.255

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO E QUALIDADE INDUSTRIAL

- 5 -

ESSO BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA

TANQUE 15

SAO PAULO-MOCCA - SAO PAULO

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
200	186.160	I	250	231.396
201	187.064	I	251	232.300
202	187.969	I	252	233.205
203	188.874	I	253	234.110
204	189.778	I	254	235.014
205	190.683	I	255	235.919
206	191.588	I	256	236.824
207	192.493	I	257	237.729
208	193.397	I	258	238.633
209	194.302	I	259	239.538
210	195.207	I	260	240.443
211	196.112	I	261	241.348
212	197.016	I	262	242.252
213	197.921	I	263	243.157
214	198.826	I	264	244.062
215	199.730	I	265	244.966
216	200.635	I	266	245.871
217	201.540	I	267	246.776
218	202.445	I	268	247.681
219	203.349	I	269	248.585
220	204.254	I	270	249.490
221	205.159	I	271	250.395
222	206.063	I	272	251.299
223	206.968	I	273	252.204
224	207.873	I	274	253.109
225	208.778	I	275	254.014
226	209.682	I	276	254.918
227	210.587	I	277	255.823
228	211.492	I	278	256.728
229	212.396	I	279	257.632
230	213.301	I	280	258.537
231	214.206	I	281	259.442
232	215.111	I	282	260.347
233	216.015	I	283	261.251
234	216.920	I	284	262.156
235	217.825	I	285	263.061
236	218.730	I	286	263.966
237	219.634	I	287	264.870
238	220.539	I	288	265.775
239	221.444	I	289	266.680
240	222.348	I	290	267.584
241	223.253	I	291	268.489
242	224.158	I	292	269.394
243	225.063	I	293	270.299
244	225.967	I	294	271.203
245	226.872	I	295	272.108
246	227.777	I	296	273.013
247	228.681	I	297	273.917
248	229.586	I	298	274.822
249	230.491	I	299	275.727

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO E QUALIDADE INDUSTRIAL

- 6 -

ESSO BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA
TANQUE 15
SAO PAULO-MOCCA - SAO PAULO

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
300	276.632	I	350	321.863
301	277.536	I	351	322.766
302	278.441	I	352	323.668
303	279.346	I	353	324.571
304	280.250	I	354	325.473
305	281.155	I	355	326.375
306	282.060	I	356	327.278
307	282.965	I	357	328.180
308	283.869	I	358	329.083
309	284.774	I	359	329.985
310	285.679	I	360	330.888
311	286.584	I	361	331.790
312	287.488	I	362	332.693
313	288.393	I	363	333.595
314	289.298	I	364	334.498
315	290.202	I	365	335.400
316	291.107	I	366	336.303
317	292.012	I	367	337.205
318	292.917	I	368	338.108
319	293.821	I	369	339.010
320	294.726	I	370	339.913
321	295.631	I	371	340.815
322	296.535	I	372	341.717
323	297.440	I	373	342.620
324	298.345	I	374	343.522
325	299.250	I	375	344.425
326	300.154	I	376	345.327
327	301.059	I	377	346.230
328	301.964	I	378	347.132
329	302.868	I	379	348.035
330	303.773	I	380	348.937
331	304.678	I	381	349.840
332	305.583	I	382	350.742
333	306.487	I	383	351.645
334	307.392	I	384	352.547
335	308.297	I	385	353.450
336	309.202	I	386	354.352
337	310.106	I	387	355.254
338	311.011	I	388	356.157
339	311.916	I	389	357.059
340	312.820	I	390	357.962
341	313.725	I	391	358.864
342	314.630	I	392	359.767
343	315.535	I	393	360.669
344	316.439	I	394	361.572
345	317.344	I	395	362.474
346	318.249	I	396	363.377
347	319.153	I	397	364.279
348	320.058	I	398	365.182
349	320.961	I	399	366.084

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO E QUALIDADE INDUSTRIAL

- 7 -

ESSO-BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA

TANQUE 15

SAO PAULO-MOOCA - SAO PAULO

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
400	366.987	I	450	412.110
401	367.889	I	451	413.013
402	368.792	I	452	413.915
403	369.694	I	453	414.818
404	370.596	I	454	415.720
405	371.499	I	455	416.622
406	372.401	I	456	417.525
407	373.304	I	457	418.427
408	374.206	I	458	419.330
409	375.109	I	459	420.232
410	376.011	I	460	421.135
411	376.914	I	461	422.037
412	377.816	I	462	422.940
413	378.719	I	463	423.842
414	379.621	I	464	424.745
415	380.524	I	465	425.647
416	381.426	I	466	426.550
417	382.329	I	467	427.452
418	383.231	I	468	428.355
419	384.134	I	469	429.257
420	385.036	I	470	430.160
421	385.938	I	471	431.062
422	386.841	I	472	431.964
423	387.743	I	473	432.867
424	388.646	I	474	433.769
425	389.548	I	475	434.672
426	390.451	I	476	435.574
427	391.353	I	477	436.477
428	392.256	I	478	437.379
429	393.158	I	479	438.282
430	394.061	I	480	439.184
431	394.963	I	481	440.087
432	395.866	I	482	440.989
433	396.768	I	483	441.892
434	397.671	I	484	442.794
435	398.573	I	485	443.697
436	399.476	I	486	444.599
437	400.378	I	487	445.501
438	401.280	I	488	446.404
439	402.183	I	489	447.306
440	403.085	I	490	448.209
441	403.988	I	491	449.111
442	404.890	I	492	450.014
443	405.793	I	493	450.916
444	406.695	I	494	451.819
445	407.598	I	495	452.721
446	408.500	I	496	453.624
447	409.403	I	497	454.526
448	410.305	I	498	455.429
449	411.208	I	499	456.331

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZACAO E QUALIDADE INDUSTRIAL

- 8 -

ESSO-BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA

TANQUE 15

SAO PAULO-MOCCA - SAO PAULO

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
500	457.234	I	550	502.328
501	458.136	I	551	503.229
502	459.039	I	552	504.131
503	459.941	I	553	505.032
504	460.843	I	554	505.934
505	461.746	I	555	506.835
506	462.648	I	556	507.737
507	463.551	I	557	508.638
508	464.453	I	558	509.539
509	465.356	I	559	510.441
510	466.258	I	560	511.342
511	467.161	I	561	512.244
512	468.063	I	562	513.145
513	468.966	I	563	514.047
514	469.868	I	564	514.948
515	470.771	I	565	515.849
516	471.673	I	566	516.751
517	472.576	I	567	517.652
518	473.478	I	568	518.554
519	474.381	I	569	519.455
520	475.283	I	570	520.357
521	476.185	I	571	521.258
522	477.088	I	572	522.159
523	477.989	I	573	523.061
524	478.891	I	574	523.962
525	479.792	I	575	524.864
526	480.694	I	576	525.765
527	481.595	I	577	526.667
528	482.497	I	578	527.568
529	483.398	I	579	528.469
530	484.299	I	580	529.371
531	485.201	I	581	530.272
532	486.102	I	582	531.174
533	487.004	I	583	532.075
534	487.905	I	584	532.977
535	488.807	I	585	533.878
536	489.708	I	586	534.779
537	490.609	I	587	535.681
538	491.511	I	588	536.582
539	492.412	I	589	537.484
540	493.314	I	590	538.385
541	494.215	I	591	539.287
542	495.117	I	592	540.188
543	496.018	I	593	541.089
544	496.919	I	594	541.991
545	497.821	I	595	542.892
546	498.722	I	596	543.794
547	499.624	I	597	544.695
548	500.525	I	598	545.597
549	501.427	I	599	546.498

ESSO BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA
TANQUE 15
SAO PAULO-MOCCA - SAO PAULO

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
600	547.399	I	650	592.471
601	548.301	I	651	593.372
602	549.202	I	652	594.274
603	550.104	I	653	595.175
604	551.005	I	654	596.077
605	551.907	I	655	596.978
606	552.808	I	656	597.880
607	553.709	I	657	598.781
608	554.611	I	658	599.682
609	555.512	I	659	600.584
610	556.414	I	660	601.485
611	557.315	I	661	602.387
612	558.217	I	662	603.288
613	559.118	I	663	604.190
614	560.020	I	664	605.091
615	560.921	I	665	605.992
616	561.822	I	666	606.894
617	562.724	I	667	607.795
618	563.625	I	668	608.697
619	564.527	I	669	609.598
620	565.428	I	670	610.500
621	566.330	I	671	611.401
622	567.231	I	672	612.302
623	568.132	I	673	613.204
624	569.034	I	674	614.105
625	569.935	I	675	615.007
626	570.837	I	676	615.908
627	571.738	I	677	616.810
628	572.640	I	678	617.711
629	573.541	I	679	618.612
630	574.442	I	680	619.514
631	575.344	I	681	620.415
632	576.245	I	682	621.317
633	577.147	I	683	622.218
634	578.048	I	684	623.120
635	578.950	I	685	624.021
636	579.851	I	686	624.922
637	580.752	I	687	625.824
638	581.654	I	688	626.725
639	582.555	I	689	627.627
640	583.457	I	690	628.528
641	584.358	I	691	629.430
642	585.260	I	692	630.331
643	586.161	I	693	631.232
644	587.062	I	694	632.134
645	587.964	I	695	633.035
646	588.865	I	696	633.937
647	589.767	I	697	634.838
648	590.668	I	698	635.740
649	591.570	I	699	636.641

ESSO-BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA

TANQUE 15

SAO PAULO-MOCCA - SAO PAULO

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
700	637.542	I	750	682.534
701	638.442	I	751	683.434
702	639.342	I	752	684.334
703	640.242	I	753	685.234
704	641.142	I	754	686.134
705	642.042	I	755	687.034
706	642.942	I	756	687.934
707	643.841	I	757	688.833
708	644.741	I	758	689.733
709	645.641	I	759	690.633
710	646.541	I	760	691.533
711	647.441	I	761	692.433
712	648.341	I	762	693.333
713	649.240	I	763	694.232
714	650.140	I	764	695.132
715	651.040	I	765	696.032
716	651.940	I	766	696.932
717	652.840	I	767	697.832
718	653.740	I	768	698.732
719	654.639	I	769	699.631
720	655.539	I	770	700.531
721	656.439	I	771	701.431
722	657.339	I	772	702.331
723	658.239	I	773	703.231
724	659.139	I	774	704.131
725	660.038	I	775	705.030
726	660.938	I	776	705.930
727	661.838	I	777	706.830
728	662.738	I	778	707.730
729	663.638	I	779	708.630
730	664.538	I	780	709.530
731	665.438	I	781	710.430
732	666.337	I	782	711.329
733	667.237	I	783	712.229
734	668.137	I	784	713.129
735	669.037	I	785	714.029
736	669.937	I	786	714.929
737	670.837	I	787	715.829
738	671.736	I	788	716.728
739	672.636	I	789	717.628
740	673.536	I	790	718.528
741	674.436	I	791	719.428
742	675.336	I	792	720.328
743	676.236	I	793	721.228
744	677.135	I	794	722.127
745	678.035	I	795	723.027
746	678.935	I	796	723.927
747	679.835	I	797	724.827
748	680.735	I	798	725.727
749	681.635	I	799	726.627

ESSO BRASILEIRA DE PETROLEO LTDA
TANQUE 15
SAO PAULO-MOOCA - SAO PAULO

39-28

ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS	I	ALTURA CENTIMETROS	VOLUME LITROS
800	727.526	I	850	772.518
801	728.426	I	851	773.418
802	729.326	I	852	774.313
803	730.226	I	853	775.218
804	731.126	I	854	776.113
805	732.026	I	855	777.018
806	732.926	I	856	777.918
807	733.825	I	857	778.817
808	734.725	I	858	779.717
809	735.625	I	859	780.617
810	736.525	I	860	781.517
811	737.425	I	861	782.417
812	738.325	I	862	783.317
813	739.224	I	863	784.216
814	740.124	I	864	785.116
815	741.024	I	865	786.016
816	741.924	I	866	786.916
817	742.824	I	867	787.816
818	743.724	I	868	788.716
819	744.623	I	869	789.615
820	745.523	I	870	790.515
821	746.423	I	871	791.415
822	747.323	I	872	792.315
823	748.223	I	873	793.215
824	749.123	I	874	794.115
825	750.022	I	875	795.014
826	750.922	I	876	795.914
827	751.822	I	877	796.814
828	752.722	I	878	797.714
829	753.622	I	879	798.614
830	754.522	I		
831	755.422	I		
832	756.321	I		
833	757.221	I		
834	758.121	I		
835	759.021	I		
836	759.921	I		
837	760.821	I		
838	761.720	I		
839	762.620	I		
840	763.520	I		
841	764.420	I		
842	765.320	I		
843	766.220	I		
844	767.119	I		
845	768.019	I		
846	768.919	I		
847	769.919	I		
848	770.719	I		
849	771.619	I		

V I E T N A M

~~ARNOLD L. DELCANTO VALE~~
~~Chief Clerk~~